



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO INDUSTRIAL

Título del proyecto:

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA
IMPLANTACIÓN DE SISTEMAS AISLADOS
HÍBRIDOS EÓLICOS-DIESEL EN COMUNIDADES
RURALES REMOTAS DE BOLIVIA. DISEÑO DE UN
SISTEMA DE ESTE TIPO EN UNA COMUNIDAD
BOLIVIANA EN LA QUE RESULTE FACTIBLE

Alumno: Miguel Hernández Arrondo

Tutor: Vicente Senosiáin Miquélez

Pamplona, 14 Noviembre de 2012

ÍNDICE

ÍNDICE.....	2
1 INTRODUCCIÓN	8
1.1 Origen y motivación del proyecto	8
1.2 Propósito, metodología y alcance	8
1.3 Herramientas	9
1.4 Objetivos	9
1.4.1 General.....	9
1.4.2 Específicos.....	9
1.5 Justificación del proyecto	10
2 MARCO TEÓRICO.....	12
2.1 Estado del arte de las tecnologías de generación eléctrica en sistemas aislados	12
2.1.1 Generación a partir de combustibles fósiles – grupo electrógeno	12
2.1.2 Generación a partir de fuentes renovables.....	14
2.1.3 Sistemas híbridos aislados	16
2.2 Estado del arte de los sistemas híbridos aislados de generación eléctrica.....	17
2.2.1 La problemática de los sistemas híbridos aislados	17
2.2.2 Configuraciones de los sistemas híbridos aislados.....	19
2.2.3 Tipos de sistemas híbridos según la naturaleza de sus fuentes	19
2.2.4 Sistema híbrido renovable – renovable	20
2.2.5 Tipos de sistemas híbridos según la configuración del Bus	21
2.3 Introducción al problema de diseño y optimización de un sistema híbrido	
aislado eólico - diesel de generación eléctrica.....	25
2.3.1 Diseño y viabilidad económica de un sistema híbrido	25
2.3.2 Costo del ciclo de vida	25
2.3.3 El problema de la optimización del sistema	26
2.3.4 Necesidad de un método para dimensionar un sistema híbrido eólico-	
diesel	27
2.3.5 Reglas generales para el diseño de un sistema híbrido eólico-diesel	27
2.3.6 Software para evaluación de los resultados de un sistema predimensionado	
29	
2.3.7 Softwares que optimizan el diseño de un sistema híbrido.....	30

2.3.8	HOMER.....	30
3	ANÁLISIS DE BOLIVIA DE CARA A LA IMPLANTACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICOS-DIESEL	32
3.1	Introducción	32
3.2	Análisis del recurso eólico	32
3.2.1	Herramientas para el estudio del recurso eólico en Bolivia	32
3.2.2	Análisis del potencial eólico en Bolivia	36
3.3	Análisis de lugares sin acceso a la red eléctrica	41
3.3.1	Sistema Eléctrico de Bolivia.....	41
3.3.2	Cobertura del servicio eléctrico.....	43
3.3.3	Programa Electricidad para Vivir con Dignidad (PEVD)	47
3.3.4	La electrificación rural en Bolivia	47
3.4	Lugares óptimos para un proyecto de electrificación aislado híbrido eólico- diesel 51	
3.4.1	Pando	53
3.4.2	Beni.....	54
3.4.3	La Paz	55
3.4.4	Oruro.....	57
3.4.5	Cochabamba	58
3.4.6	Potosí	59
3.4.7	Tarija.....	60
3.4.8	Chuquisaca	61
3.4.9	Santa Cruz	62
4	LUGAR ELEGIDO PARA EL PROYECTO: COMUNIDAD GUADALUPE.....	64
4.1	Datos Generales	64
4.1.1	Localización.....	64
4.1.2	Terreno.....	65
4.1.3	Población actual.....	65
4.1.4	Hogares	66
4.1.5	Sistema eléctrico actual en Guadalupe	66
4.2	Estudio de la demanda eléctrica.....	66
4.2.1	Categoría residencial	67
4.2.2	Categoría general	68
4.2.3	Categoría de alumbrado público.....	68

4.3	Proyección de la demanda para el horizonte temporal del proyecto	68
4.3.1	Categoría residencial	69
4.3.2	Categoría general	70
4.3.3	Categoría de alumbrado público	71
4.3.4	Resultados y curva de demanda	71
4.4	Evaluación del recurso eólico en Guadalupe	73
4.4.1	Síntesis de los datos horarios del recurso eólico	73
4.4.2	Distribución frecuencial de la velocidad de viento.	75
4.4.3	Distribución mensual del viento	80
4.4.4	Perfil vertical	81
4.4.5	Densidad del aire	83
4.4.6	Densidad energética del viento	84
4.4.7	Dirección predominante del viento	85
5	SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA	87
5.1	Disponibilidad limitada en Bolivia	87
5.2	Aerogenerador	87
5.2.1	Selección	87
5.2.2	Justificación	87
5.3	Baterías	94
5.3.1	Selección	94
5.3.2	Justificación	94
5.4	Grupo electrógeno	96
5.4.1	Selección	96
5.4.2	Justificación	96
5.5	Inversor	97
5.5.1	Selección	97
5.5.2	Justificación	97
5.6	Inversor bidireccional (inversor-rectificador)	98
5.6.1	Selección	98
5.6.2	Justificación	98
5.7	Controladores y reguladores de baterías	98
6	SIMULACIÓN 1: DIMENSIONAMIENTO Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO DIESEL CON INVERSOR UNIDIRECCIONAL CON HOMER	

6.1	Configuración del sistema.....	100
6.2	Restricciones	100
6.3	Control del sistema	101
6.4	Parámetros económicos	101
6.5	Demanda	102
6.6	Recurso eólico.....	102
6.7	Componentes del sistema híbrido eólico-diesel.....	102
6.7.1	Aerogeneradores	102
6.7.2	Banco de baterías.....	103
6.7.3	Grupo electrógeno	105
6.7.4	Inversor	105
6.8	Precio del combustible.....	106
6.9	Resultados	107
6.10	Sistema óptimo obtenido, solución 1	107
6.10.1	Comparación de la solución 1 con un sistema híbrido eólico diesel sin baterías.	108
6.10.2	Comparación de la solución 1 con un sistema único de generación diesel	108
6.10.3	Comparación de la solución 1 con la extensión de la red eléctrica	109
6.10.4	Análisis de sensibilidad del precio del diesel	111
7	SIMULACIÓN 2: DIMENSIONAMIENTO Y OPTIMIZACIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-DIESEL CON INVERSOR BIDIRECCIONAL CON HOMER.....	114
7.1	Configuración del sistema.....	114
7.2	Control del sistema	114
7.3	Inversor bidireccional	115
7.4	Resultados	116
7.5	Solución óptima obtenida, solución 2.1	116
7.5.1	Comparación de la solución 2.1 con un sistema de generación con diesel y almacenamiento en baterías	116
7.5.2	Comparación de la solución 2.1 con sistemas del mismo tipo pero de diferentes dimensiones	117
8	SOLUCIÓN FINAL.....	119
8.1	Análisis del conjunto de soluciones.....	119
8.2	Solución final escogida.....	126

8.3	Análisis de sensibilidad para la solución final.....	126
8.3.1	Intervalo de sensibilidad del precio del diesel.....	127
8.3.2	Intervalo de sensibilidad para la velocidad media anual del viento	127
8.3.3	Resultados.....	127
9	DISEÑO DE UN ALGORITMO PARA LA SIMULACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO CON MATLAB.....	131
9.1	Introducción	131
9.2	Modelado y simulación.....	132
9.2.1	Modelo matemático de los componentes	132
9.2.2	Simulación	135
9.3	Optimización.....	140
9.4	Aplicación del algoritmo a Guadalupe	142
9.4.1	Introducción de datos y variables de decisión	142
9.4.2	Resultados.....	143
9.5	Conclusiones.....	148
9.5.1	Debilidades o limitaciones.....	148
9.5.2	Ventajas	148
9.5.3	Puntos en común.....	149
10	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.....	150
10.1	Elementos de la instalación.....	150
10.1.1	Aerogeneradores	151
10.1.2	Generador diesel	151
10.1.3	Reguladores de baterías	152
10.1.4	Banco de baterías	152
10.1.5	Inversores	152
10.1.6	Conductores	152
10.2	Resumen de justificación de variables del sistema.....	155
10.3	Esquema de la instalación.....	157
10.4	Operación y mantenimiento de la instalación.....	159
10.4.1	Instalación modular	159
10.4.2	Mantenimiento.....	159
11	RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	160
	BIBLIOGRAFÍA.....	163
	ÍNDICE DE TABLAS.....	165

ÍNDICE DE FIGURAS	167
ANEXOS	169
Anexo I - Obtención de la densidad del aire en función de la altura sobre el nivel del mar	169
Anexo II –Análisis de la demanda y su distribución horaria en Guadalupe. Proyección para el ciclo de vida del sistema	171
Anexo III - Diseño y cálculo de los conductores para la distribución eléctrica	175
Anexo IV – Informe de HOMER de la solución final escogida.....	180
Anexo V – Hojas de características del aerogenerador Whisper 500.....	190
Anexo VI – Hojas de características de la batería Trojan L16RE-2V	191
Anexo VII – Hojas de características del inversor Victron Energy Quattro 24V/5000W/120.....	193
Anexo VIII – Hojas de características del grupo electrógeno FGWilson P11-6S....	195
Anexo IX – Hojas de características de los diferentes conductores	197
Anexo X – Código del algoritmo diseñado en Matlab	204

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Origen y motivación del proyecto

La elaboración de este proyecto responde a la finalización de mis estudios de Ingeniería Industrial. Mis inquietudes en materia de cooperación, me llevaron a realizar un curso de formación solidaria y de cooperación, tras el cual recibí una beca para poder realizar una estancia de 6 meses para la elaboración de este proyecto en un país en “vías de desarrollo” como es Bolivia.

Así, una vez en Bolivia, me informé acerca de las carencias y necesidades básicas no cubiertas en el país. Entre ellas me interesó la falta de electrificación sobre todo en el entorno rural. De esta forma, intentando conjuntar tanto mis conocimientos técnicos como mis inquietudes en materia de cooperación y de desarrollo sostenible, me decanté por realizar un estudio de factibilidad de generación eléctrica para una comunidad aislada mediante fuentes renovables.

1.2 Propósito, metodología y alcance

Con el presente proyecto se pretende realizar una introducción a la optimización de sistemas híbridos y analizar la factibilidad de generar energía eléctrica para un sistema aislado mediante fuentes de energía renovable. Además, se trata de que el sistema de generación final sea dimensionado de tal forma que abastezca la demanda eléctrica con un grado de fiabilidad elevado y que el coste sea el menor de todas las posibilidades planteadas. Al mismo tiempo, se pretende que constituya un sistema sostenible para las condiciones sociales, económicas y ambientales del lugar.

Para realizar el análisis de factibilidad y el diseño de la instalación híbrida es preciso conocer las características y el modo de operación de los diferentes componentes que conformarán el sistema. Además, para el dimensionamiento óptimo de un sistema híbrido, es crucial conocer los métodos existentes para el modelado y simulación del sistema, todos los parámetros, restricciones y variables que pueden intervenir en el proceso de optimización y los criterios de selección del sistema óptimo.

Para ello en la primera parte del proyecto se pone de manifiesto toda la investigación de las fuentes bibliográficas que ha sido necesaria para poder dimensionar, optimizar y caracterizar adecuadamente la instalación híbrido eólico-diesel.

En la segunda parte del proyecto, una vez introducidos los conceptos necesarios, se desarrolla la parte técnica del proyecto. Se realiza una introducción a la zona de la instalación, una estimación detallada de la demanda actual y futura, una evaluación de los recursos renovables disponibles y un sondeo y selección de componentes comercialmente disponibles en Bolivia.

A continuación se dimensiona el sistema, inicialmente se realizan varias simulaciones y optimizaciones del sistema híbrido con el programa HOMER, mediante el cual no sólo

se simula el sistema híbrido eólico-fotovoltaico sino que también se compara con otras alternativas posibles para determinar cuál es la mejor opción.

Seguidamente se diseña un algoritmo con MATLAB para aproximarse a la solución óptima y poner de manifiesto los modelos y método de optimización introducido en la primera parte del proyecto. Se compara con los resultados de HOMER para apreciar que el algoritmo implementado por HOMER se parece bastante al diseñado en MATLAB.

Finalmente se elige, calcula y diseña la instalación con los equipos seleccionados.

1.3 Herramientas

Para el desarrollo del proyecto se han empleado básicamente herramientas informáticas. Los programas fundamentales han sido HOMER, 3TIER, MATLAB, Excel y Word. También se han empleado aunque en menor medida programas gráficos para las figuras de esta memoria como Autocad, PhotoShop y Snagit. Finalmente indispensable ha sido un explorador web y todas las referencias documentales a las que se hace reseña en el apartado de Bibliografía.

1.4 Objetivos

1.4.1 General

Analizar la factibilidad de generación de energía eléctrica en un sistema aislado híbrido eólico-diesel en Bolivia, concretando el estudio en la comunidad de Guadalupe (Sud López, Bolivia), seleccionar la solución más adecuada y diseñar la instalación.

1.4.2 Específicos

- Analizar el recurso eólico en Bolivia y las herramientas existentes para su estudio. Analizar al mismo tiempo si las zonas con buen recurso eólico están electrificadas.
- Introducirse en la simulación y optimización de sistemas híbridos aislados y proponer el diseño de un algoritmo para la simulación y optimización, que recoja la disponibilidad de los recursos energéticos y los aspectos tecnológicos y económicos de los equipos para aproximarse a una solución adecuada.
- Estimar la demanda actual, a medio y largo plazo de la comunidad de Guadalupe
- Analizar el recurso eólico en Guadalupe.
- Determinar los sistemas de producción eléctrica más adecuados, considerando sistemas híbridos, teniendo en cuenta aspectos tecnológicos, económicos y medioambientales.
- Justificar la solución final escogida y diseñar la instalación.

1.5 Justificación del proyecto

La distribución de población a lo largo del territorio boliviano, muestra una gran concentración en las ciudades y la presencia de numerosos núcleos rurales muy dispersos y con muy pocos habitantes. Además, estos núcleos poblacionales pequeños, se encuentran muy generalmente en zonas geográficas de difícil acceso y tienen una economía precaria, casi de subsistencia. Estas circunstancias complican la existencia de energía eléctrica en estos núcleos rurales, de tal forma que sólo el 57% de la población rural de Bolivia tiene acceso a la electricidad.

La falta de este servicio básico en la población rural se traduce en un nivel de vida muy inferior al de la población urbana, haciendo cada vez más evidente la diferencia en el nivel de desarrollo entre las comunidades y el resto del país. Así, el suministro de energía eléctrica en las comunidades rurales permitiría una mejora de las condiciones de vida por diversas razones:

- a) La iluminación permite aumentar las horas de trabajo productivo, además de ofrecer la posibilidad de emplear herramientas y maquinaria que funcionen conectadas a una fuente de energía eléctrica y que permiten incrementar la productividad.
- b) La iluminación permite también aumentar el número de horas de aprendizaje en la escuela y el estudio.
- c) La electricidad permite el bombeo de agua para beber y regar la tierra y puede evitar largos tiempos de viaje para ir a buscar agua. También permite la conservación de alimentos en refrigeradores.
- d) La disponibilidad de electricidad puede reducir la necesidad de combustible (gas, petróleo, leña, keroseno...) reduciendo de esta forma los traslados y transporte de estas mercancías. Esto supone un ahorro económico y una mayor disponibilidad de tiempo, ya que en muchas ocasiones se debe viajar más de 10 horas para conseguir estas materias.
- e) Se puede disponer de medios de comunicación (radios, televisión...) lo cual aumentaría el acceso a la información y reduciría las diferencias con la población urbana.
- f) La sustitución de combustibles por la electricidad reduce la probabilidad de padecer enfermedades respiratorias asociadas a la exposición del humo proveniente de la combustión del petróleo.

Así, la única solución de electrificación económicamente viable en sistemas aislados pasa, bien por la creación de una mini-red aislada (generalmente hasta la actualidad basadas un generador diesel) si los puntos de consumo no son muy dispersos, o bien, por la colocación de placas solares o aerogeneradores de pequeña potencia de forma individual para cada vivienda si éstas se encuentran dispersas.

Sin embargo, el descenso en los costes de los equipos de generación eléctrica eólica, unidos al aumento del coste de los combustibles y su incierta cantidad de reserva, junto a la creciente necesidad de generar energía de forma medioambientalmente sostenible en el planeta, lleva en la actualidad a considerar los sistemas de producción energética renovable o híbridos como unos buenos candidatos para abastecer los sistemas aislados. Así, en Bolivia, con un gran potencial eólico, al igual que en muchas otras partes del mundo, sistemas que antes se abastecían por un motor diesel están siendo complementados por aerogeneradores.

Por todo lo dicho, en el caso particular de este proyecto fin de carrera, se pretende analizar la electrificación de una comunidad muy poco dispersa pero muy aislada. La solución se buscará mediante la creación de un sistema aislado con generación híbrida eólico-diesel que pueda abastecer de forma conjunta a todas las viviendas de la comunidad.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Estado del arte de las tecnologías de generación eléctrica en sistemas aislados

2.1.1 Generación a partir de combustibles fósiles – grupo electrógeno

Los combustibles fósiles son el carbón, el petróleo y el gas natural. Frente a los recursos renovables, se caracterizan sobre todo por ser recursos limitados. Hasta hace pocos años, la forma más habitual y económica de generar energía eléctrica en sistemas aislados era mediante el uso de combustibles fósiles en un grupo electrógeno de tamaño adecuado a la demanda existente.

Actualmente sigue siendo la forma más económica a corto plazo. Sin embargo, sistemas aislados con generación a partir de energía renovable o híbridos pueden resultar más económicos a medio y largo plazo.

Un grupo electrógeno es una máquina que mueve un generador eléctrico mediante un motor de combustión interna. Existen generadores desde menos de 1 kW hasta más de 1 MW. Así, consta de las siguientes partes principales:

- g) Motor: es la fuente de energía mecánica que provoca el giro del alternador. Existen dos tipos de motores principales: gasolina y diesel. Sin embargo también existen motores para metano, propano y gas natural, y en los últimos años se han desarrollado motores modificados para emplearlos con biocombustibles.
- h) Regulador del motor: sirve para mantener una velocidad constante del motor y así mantener constante la frecuencia de giro del alternador.
- i) Sistema de refrigeración: el motor debe refrigerarse y puede realizarse por medio de agua, aceite o aire.
- j) Alternador: es el que se encarga de producir la energía eléctrica a partir del giro provocado por el motor. Produce energía eléctrica alterna cuya frecuencia depende de la velocidad de giro del eje. Es autoexcitado, autorregulado y en general sin escobillas.

Como se ha mencionado anteriormente, para los grupos electrógenos existen motores de diferente naturaleza. Al principio, la mayoría de los generadores pequeños empleaban gasolina como combustible pues los motores diesel eran bastante más caros y se fabricaban en general para grandes potencias. Sin embargo, desde hace unos años también se fabrican motores diesel de baja potencia y a precios mucho más económicos. Así, aunque siguen siendo más caros, también tienen mayor vida útil, mantenimiento menos costoso y menor consumo.

Por tanto, la elección final de uno u otro combustible dependerá, entre otros factores, del coste inicial, las necesidades de potencia, la disponibilidad del combustible y las necesidades de mantenimiento. Además, cada generador presenta unas características específicas de potencia pico, velocidad de rotación, eficiencia, tipo de combustible, nivel de ruido, tipo de arranque (manual o automático) y funcionamiento en sobrecarga.

Es importante mencionar que la eficiencia de un generador será fuertemente dependiente del nivel de carga. Todos los generadores presentan pérdidas mecánicas y eléctricas. Además, todos tendrán una carga para la cual la eficiencia se hace máxima por lo que los fabricantes diseñan el generador para que trabaje con la máxima eficiencia cuando se encuentre al 80-90% de la potencia nominal. A medida que aumenta el tamaño del generador, también aumenta la eficiencia global del mismo. Debido a la baja eficiencia del generador con cargas pequeñas, para sistemas que tienen una demanda muy variable, el uso de un generador puede resultar muy ineficiente, a no ser que se incorpore un sistema de almacenamiento de baterías que permita trabajar al generador de a régimen más constante cerca de su punto de máxima eficiencia.

En general, la onda eléctrica generada será adecuada para casi todas las aplicaciones y únicamente puede no ser válida para algunos aparatos electrónicos. Así, en función de los aparatos a abastecer, habrá que considerar si la señal del generador es suficientemente buena.

La tres mayores ventajas que presentan los grupos electrógenos frente a las instalaciones renovables para sistemas aislados son las siguientes:

- a) Bajo coste inicial
- b) Flexibilidad, es decir, su capacidad de producir la energía bajo demanda.
- c) Independencia del recurso (viento, radiación etc.) como sí lo hacen las energías renovables. Es lo que a fin de cuentas hace que sean flexibles. Gracias a esta capacidad se ahorran muchos costes en sistemas de almacenamiento y control.

Entre las grandes desventajas de estos sistemas tenemos:

- a) Precio de generación eléctrica es fuertemente dependiente de la fluctuación del precio de los combustibles.
- b) Los gases de la combustión contaminan la atmósfera y producen efecto invernadero. Los combustibles también pueden contaminar fuertemente la tierra y el agua si se producen escapes.
- c) Tratándose de un sistema aislado, es posible que haya que recorrer grandes distancias para abastecerse de combustible y además hay que almacenarlo, lo que encarece su precio.
- d) Altos costes de mantenimiento y son ruidosos.

2.1.2 Generación a partir de fuentes renovables

Fuentes renovables son aquellas que presentan unos recursos naturales inagotables. Las cuatro tecnologías más utilizadas en la generación eléctrica para sistemas aislados son la fotovoltaica, la eólica, la microhidráulica y la biomasa.

2.1.2.1 Energía solar fotovoltaica

Los sistemas fotovoltaicos convierten la energía del sol directamente a electricidad. Están compuestos por células fotovoltaicas que son de un material semiconductor (generalmente silicio) que genera una pequeña corriente cuando la radiación solar incide sobre él. Estas células se agrupan formando los módulos que a su vez se pueden conectar para formar el sistema completo de generación fotovoltaica. Estos sistemas son relativamente simples y muy fiables debido a la ausencia de partes móviles.

Los módulos se pueden adquirir comercialmente y se definen por la potencia pico nominal. Esta potencia es la que suministran bajo condiciones estándar STC (siglas en inglés, Standard Test Conditions) de radiación solar de 1 kW/m^2 , temperatura de la célula 25°C y de coeficiente de masa aérea igual a 1,5. Los módulos generan electricidad en CC, de tal forma que si se requiere electricidad en CA, será necesario convertirla mediante un inversor. Además, se puede emplear un rastreador de máxima potencia o MPPT (siglas en inglés - Maximum Power Point Tracker) que permite mantener el voltaje del módulo fotovoltaico a un valor tal que se obtenga la máxima potencia de él en todo momento. Por otra parte, la eficiencia de conversión radiación-electricidad de los módulos ronda el 15%.

2.1.2.2 Energía microhidráulica

Los sistemas hidráulicos convierten la energía potencial del agua en movimiento en electricidad mediante una turbina que mueve un generador. Es una tecnología que se viene desarrollando desde hace más de un siglo. Los proyectos de microhidráulica incluyen potencias inferiores a los 100 kW y pueden ser incluso tan pequeños como 1 kW.

Sin embargo, en casi todos los casos, se requiere la construcción de una presa ya que el factor crítico en la generación hidráulica es conseguir un flujo de agua constante. Además es necesario construir otras infraestructuras, lo que implica un coste inicial del proyecto muy elevado. La energía disponible por una turbina hidráulica es proporcional a la cantidad de agua que la atraviesa por unidad de tiempo, es decir, al flujo de agua y a la altura del salto de agua existente.

La ventaja frente a otras fuentes renovables como la eólica o la fotovoltaica, es que en principio se tiene una generación constante no tan dependiente del recurso, siempre y cuando se construya una presa adecuada (almacenamiento de energía) que limite la dependencia del recurso incluso con sequías excepcionales.

Los costes de un sistema hidráulico incurren sobre todo al inicio del proyecto para la construcción de la infraestructura y la adquisición de la turbina. Los costes de operación y mantenimiento son bastante bajos y la vida útil se puede prolongar más de 50 años.

Existen distintos tipos de turbinas para la generación microhidráulica cuya elección dependerá del tipo de flujo hidráulico disponible. Por una parte están las turbinas de acción como la Pelton o la Turgo que son empleadas para grandes o medianos saltos de agua. Por otra parte están las turbinas de reacción como la Francis o la Kaplan que son empleadas en saltos pequeños con mayores caudales.

Cualquiera de estos tipos de turbinas mueve un eje que hace girar el generador. La potencia producida es proporcional a la presión y el flujo de agua que atraviesa la turbina.

2.1.2.3 Energía eólica

Los sistemas eólicos convierten la energía cinética del viento en electricidad. Las turbinas eólicas están disponibles en multitud de tamaños aunque para las aplicaciones de sistemas aislados se emplean generalmente turbinas pequeñas que pueden ir desde 50 W hasta 10 kW.

La producción eólica estará íntimamente ligada con el recurso eólico disponible. La energía del viento disponible aumenta con el cubo de la velocidad del viento y linealmente con la densidad del aire. Además, la velocidad del viento típicamente aumenta con la altura sobre el terreno. Por otra parte, la velocidad del viento puede verse acelerada por algunas configuraciones topográficas como crestas montañosas o valles que canalizan los vientos. Además, terrenos llanos como superficies herbosas o la del mar favorecen la existencia de un buen recurso eólico.

Debido a la variabilidad del recurso eólico, un sistema único de generación eólica aislado deberá estar acompañado por un sistema de almacenamiento de la energía generada.

2.1.2.4 Energía de la biomasa

Se entiende por biomasa cualquier tipo de materia orgánica cuyo origen sea biológico, ya sea vegetal o animal. La materia orgánica constituye una de las principales fuentes de energía rural. Además, puede constituir una fuente de energía importante para la generación eléctrica en sistemas aislados de mediano tamaño.

Existen tres procesos principales para la generación de electricidad a partir de la biomasa: biodigestión, gasificación y combustión. El primero consiste en un proceso bioquímico en el que algunos residuos agrícolas, pecuarios y agroindustriales de tipo húmedo¹ se convierten en biogás que puede emplearse en un motor de combustión

¹ Biomasa húmeda hace referencia a los residuos de la fabricación de aceites, lodos de la

interna para generación eléctrica. La gasificación consiste en un proceso termoquímico que a partir también de residuos agrícolas, agroindustriales y forestales en este caso de tipo seco, se obtiene un gas pobre¹ para emplear en un motor de combustión. Finalmente, la combustión consiste también en un proceso termoquímico en el que se obtiene vapor a partir de biomasa seca y se emplea en una turbina de vapor para la generación eléctrica.

2.1.3 Sistemas híbridos aislados

Un sistema híbrido de generación de eléctrica es aquel que emplea dos o más fuentes energéticas diferentes para su transformación en energía eléctrica.

En el contexto de los sistemas de generación eléctrica aislados, éstos pueden generar la electricidad bien usando una única fuente de energía como paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas, minicentrales hidráulicas o generadores diesel, o bien combinando dos o más tipos de estas fuentes conformando lo que se conoce como un sistema híbrido. Los sistemas híbridos podrán estar constituidos por un grupo electrógeno y fuentes renovables, en cuyo caso se puede denominar híbrido fósil-renovable; o por varias fuentes renovables, en cuyo caso se puede hablar de un sistema híbrido renovable-renovable.

Sin embargo, además de los equipos de generación, en general, los sistemas híbridos incluirán algún dispositivo de almacenamiento de energía que, habitualmente, se realiza con baterías de plomo ácido. El sistema podrá abastecer cargas CA o CC o ambas al mismo tiempo según se configuren las conexiones a los distintos “buses” del sistema. Por tanto, al trabajar el sistema en CC y en CA, el sistema tendrá que incluir también aparatos de conversión de la corriente eléctrica de CA en CC y viceversa. Por último, será necesario el uso de algún componente de control para regular el funcionamiento de todo el sistema.

Un sistema híbrido tiene numerosas ventajas frente a uno de generación eléctrica a partir de un único recurso:

- a) Mayor fiabilidad de suministro eléctrico ya que la generación está basada en más de una fuente.
- b) Reducción de la capacidad necesaria de almacenamiento de energía. Debido a la complementariedad de las diferentes fuentes de generación.
- c) Menor coste de mantenimiento y operación. Especialmente se dará en los casos en los que se sustituyen dispositivos de almacenamiento de energía, como baterías de plomo ácido.

¹ Se denomina gas pobre a aquel que presenta muy pocos hidrocarburos diferentes al metano.

- d) Menor efecto medioambiental que con generador diesel. Si además está formado en su totalidad por fuentes renovables, el efecto medioambiental será mínimo al no emitir gases ni líquidos contaminantes.
- e) Puede tener un menor coste del ciclo de vida de producción de electricidad ya que no es tan dependiente del precio de los combustibles fósiles y su evolución. El coste será además tanto menor cuanto mejores sean las técnicas empleadas de optimización del sistema.

Sin embargo también tiene una serie de desventajas:

- a) Posible sobredimensionamiento del sistema en el caso de que se dimensione para que cada fuente cubra la demanda de forma independiente. La solución pasa por emplear un algoritmo adecuado de optimización del sistema.
- b) El coste inicial de instalación del sistema es bastante elevado en comparación con un generador diesel, a pesar de que a largo plazo el coste es generalmente bajo. Este alto coste inicial puede provocar el rechazo a participar en muchos inversores.
- c) La implementación de varias fuentes y tecnologías (más de una fuente de generación en los sistemas híbridos) introduce al sistema cierto grado de complicación frente a los sistemas con una única fuente, especialmente en las tareas de control y en los procedimientos de mantenimiento y operación. Esto encarece el sistema debido a la necesidad de aparatos de control más complejos.
- d) El empleo de generadores diesel y de baterías, está íntimamente ligado con un impacto ambiental, lo cual reduce la sostenibilidad medioambiental del sistema.

2.2 Estado del arte de los sistemas híbridos aislados de generación eléctrica

2.2.1 La problemática de los sistemas híbridos aislados

En cuanto a la producción de electricidad se refiere, la opción más empleada en los sistemas aislados es la del abastecimiento mediante grupos diesel, tal y como se ha mencionado anteriormente. No obstante, ya sea por motivos económicos o ecológicos, se intenta cada vez más incluir a las energías renovables en la generación, bien complementado al grupo diesel o sustituyéndolo completamente. De esta forma aparecen configuraciones de sistemas aislados que combinan varias fuentes de energía, son los denominados sistemas híbridos. Los sistemas híbridos nacen de la necesidad de compensar el comportamiento imprevisible de los recursos renovables. Mediante la combinación de varias fuentes de energía se puede asegurar una fiabilidad en el suministro eléctrico, aparte de explotar de forma más adecuada los recursos del entorno.

La inclusión de las energías renovables en los sistemas aislados, hace necesario un ajuste entre generación y demanda, ya que ninguna de ellas tiene un comportamiento previsible a corto plazo. Es, por lo tanto, necesario tomar medidas de ajuste tanto del lado de la generación como en el consumo, ya sea para regular el exceso o defecto de energía. Este equilibrio se puede alcanzar mediante la combinación de algunas de las acciones indicadas a continuación [2].

- e) Regulación directa de la energía generada, por ejemplo, en un aerogenerador actuando sobre el paso de pala.
- f) Disipación o absorción de la energía eléctrica eventualmente producida en exceso, por ejemplo, mediante disipación en bancos de resistencias, calefacción, pretratamiento de aguas etc.
- g) Gestión del consumo mediante priorización o temporización en la desconexión de cargas.
- h) Gestión óptima de sistemas internos de acumulación y/o apoyo, ya que la instalación puede tener a tal efecto volantes de inercia, baterías, grupos diesel etc.

El organismo estadounidense NREL ¹ propone una metodología para la implantación de sistemas híbridos aislados de la red, según la cual es necesario atender a estos cinco parámetros [3].

- a) Estimación del consumo de la comunidad, aunque es algo que en ocasiones es difícil de calcular, repercute de una forma muy clara en la elección de la configuración híbrida y en su dimensionamiento.
- b) Disponibilidad del recurso renovable. Es imprescindible estimar qué recursos es posible explotar de una forma eficiente, a partir de medidas, mapas o estimaciones.
- c) Coste de los sistemas híbridos frente a otras soluciones. Se ha de valorar si un sistema con una única fuente de generación eléctrica sería más rentable.
- d) Configuración geográfica de la población que se debe abastecer, ya que, por ejemplo, si está dispersa habría que considerar la posibilidad de sistemas de abastecimientos individuales frente a un sistema centralizado.
- e) Capacidad y disposición de la comunidad para asumir el coste de la energía, aspecto muy importante, ya que da una medida del grado en que dicha población se involucra en el funcionamiento y mantenimiento de la instalación.

¹ National Renewable Energy Laboratory (NREL)

2.2.2 Configuraciones de los sistemas híbridos aislados

A la hora de enumerar las configuraciones, se ha de tener en cuenta que pueden estar presentes prácticamente todas las combinaciones entre fuentes de generación, sistemas de almacenamiento y tipos de consumos. A su vez, la configuración del sistema quedará determinada por la tecnología particular de cada uno de los elementos incluidos.

Evidentemente, debido al alto número de combinaciones posibles, es muy difícil de abordar un tratamiento generalizado de este tipo de instalaciones, a lo que hay que unir la falta de estandarización o de sistemas comerciales, por lo que las distintas soluciones son el resultado de configuraciones “a medida”. En la Figura 1 se pueden distinguir los principales elementos de un sistema híbrido.

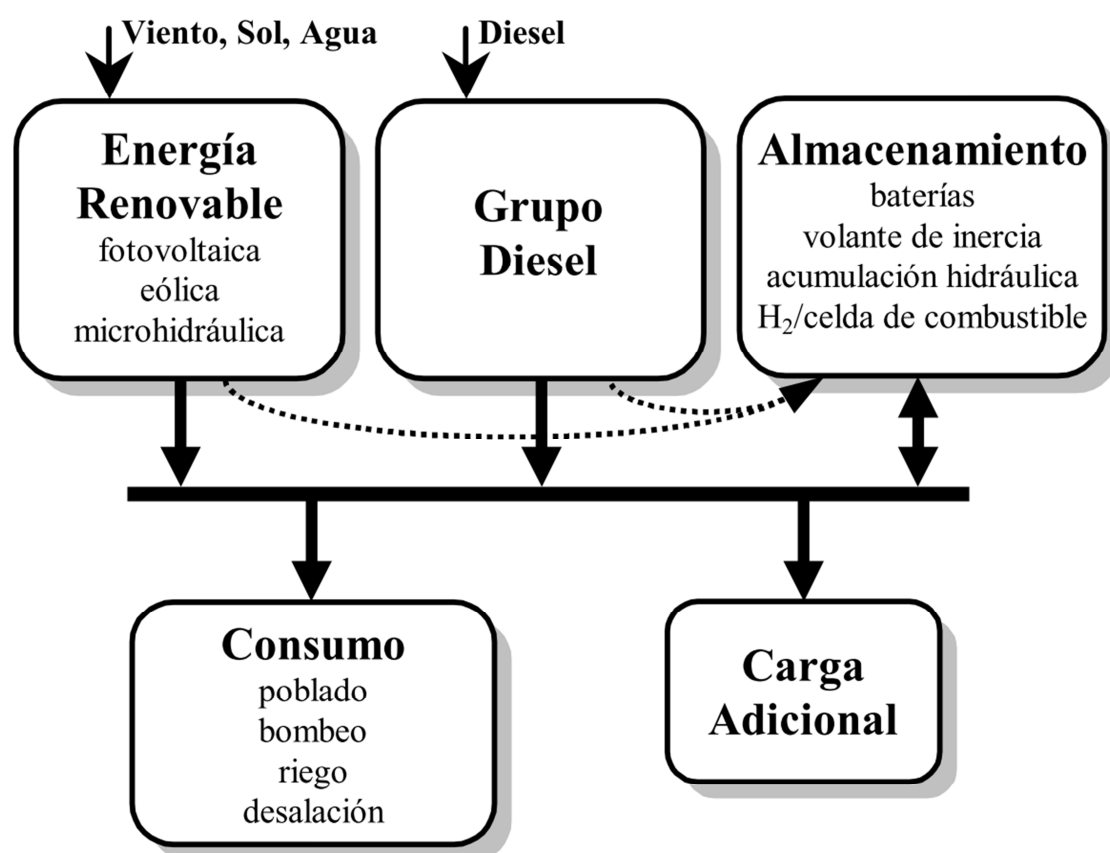


Figura 1 - Elementos principales de un sistema híbrido

2.2.3 Tipos de sistemas híbridos según la naturaleza de sus fuentes

2.2.3.1 Sistema híbrido fósil-renovable

Hasta la actualidad, se han instalado numerosos sistemas aislados con un grupo electrógeno (en general generadores diesel) como único sistema de generación eléctrica en comunidades aisladas. Estos generadores pueden ser de pequeña potencia y sirven a cada familia en caso de dispersión de la población, o pueden ser de mediana potencia para abastecer varias familias si hay mayor concentración.

Las ventajas de un generador diesel funcionando como única fuente de generación, son que producen una electricidad del tipo de la red eléctrica, sin incertidumbres derivadas de los recursos eólicos, hidráulicos o solares, al mismo tiempo que puede abastecer cargas muy elevadas. Sin embargo las desventajas son que requiere un importante mantenimiento y su operación es en general muy ineficiente debido al uso del generador con pequeñas cargas de demanda, como ya hemos comentado en el apartado 2.1.1.

Por esta razón, en muchos casos de grupos electrógenos como única fuente, el uso de una fuente de energía renovable adicional, permite que en situaciones de baja demanda (que supondría un rendimiento bajo del generador) la carga sea abastecida por las baterías y la fuente renovable de tal forma que el generador quede relegado a los picos de mayor potencia. Con este tipo de sistema se consigue además reducir muchísimo el tiempo de operación del generador diesel y con ello ahorrar combustible. Así, tanto el generador como el sistema en su conjunto funcionan de forma más eficiente y operan de forma mucho más económica.

Los sistemas híbridos fósil-renovable han resultado ser los sistemas de menor costo para las comunidades rurales gracias a la complementariedad entre las tecnologías. Por un lado las renovables no emplean combustible y por tanto no están sujetas a las variaciones de precios y la falta de combustible. Sin embargo las renovables no permiten generar la cantidad exacta que demanda la carga en cada momento ya que dependen del recurso. En cambio los grupos electrógenos sí que permiten seguir la demanda en todo momento.

De todas maneras, la integración de una fuente renovable para formar un sistema híbrido fósil-renovable no es sencilla pues aparecen problemas como:

- a) Demasiados arranques y paradas del generador diesel si se hace funcionar como un generador de apoyo. Esto es debido a la variabilidad de las fuentes de energía renovable y la carga demandada. Frecuentes puestas en marcha del generador aumentan el desgaste y por tanto el mantenimiento y el coste de operación del sistemas, reduciendo el tiempo de vida. Se estima que un generador diesel se puede arrancar del orden de una a dos veces diarias y preferiblemente nunca más de 8 al día.
- b) Demasiado tiempo funcionando el generador diesel con bajas cargas lo que lleva a un aumento del desgaste y del mantenimiento con una reducción de la vida útil. Y más importante aún, una disminución enorme de la eficiencia del generador. Este sería el caso en de un generador diesel está sobredimensionado y/o las fuentes renovables y baterías se diseñan únicamente como fuentes de apoyo para el generador diesel.

2.2.4 Sistema híbrido renovable – renovable

Son los casos en los que los generadores que forman el sistema híbrido son únicamente con energías renovables. Es decir, no existe ningún generador con combustible fósil. Se

utilizan, igual que los generadores diesel, para evitar el sobredimensionamiento que supondría abastecer con una única fuente renovable y baterías. Por ejemplo, en un sistema eólico aislado evitaría la instalación de un gran número de aerogeneradores así como el sobredimensionamiento del sistema de almacenamiento para cubrir por completo la demanda.

Este ahorro es debido a que al añadir una segunda fuente energética de diferente naturaleza, se diversifican los recursos de los cuales se obtiene la energía y se reduce así la probabilidad de que haya niveles bajos de todos los recursos al mismo tiempo. De este modo se evita el sobredimensionamiento, aumenta la fiabilidad y disminuye los costes. Sin embargo, como inconveniente se requiere un sistema de control más complejo y se complica el optimizado del dimensionamiento del sistema.

A diferencia de los híbridos fósil – renovable, que pueden diseñarse sin sistema de almacenamiento gracias al grupo electrógeno (aunque no sea el diseño óptimo), estos sistemas no pueden dimensionarse sin un sistema de almacenamiento. Es necesario por tanto un sistema de almacenamiento de energía para aumentar la fiabilidad del sistema y satisfacer por completo la demanda.

2.2.5 Tipos de sistemas híbridos según la configuración del Bus

Los sistemas híbridos se pueden clasificar en 3 grupos de acuerdo a su configuración: sistemas en serie, conmutados y en paralelo.

Para esta clasificación partimos de la suposición de que el generador con recurso renovable produce electricidad en corriente continua. Esta suposición tiene sentido tanto para generadores fotovoltaicos, puesto que su corriente de salida es CC, como para aerogeneradores de media-baja potencia, puesto que todos ellos incorporan un rectificador de modo que su corriente de salida es también CC. El rectificador es integrado por el fabricante para facilitar la conexión con las baterías.

2.2.5.1 Sistema híbrido en serie

En el caso de los sistemas en serie, toda la electricidad generada pasa a través de las baterías y la energía en CC que se obtiene de las mismas, es convertida mediante un inversor a corriente CA para alimentar a las cargas. El sistema puede operar de forma manual o automática con un sensor del nivel de tensión de las baterías, con un control de comienzo y parada de carga y descarga de las mismas y con un control de arranque y parada del generador. El esquema de este tipo de conexión se resume en la Figura 2.

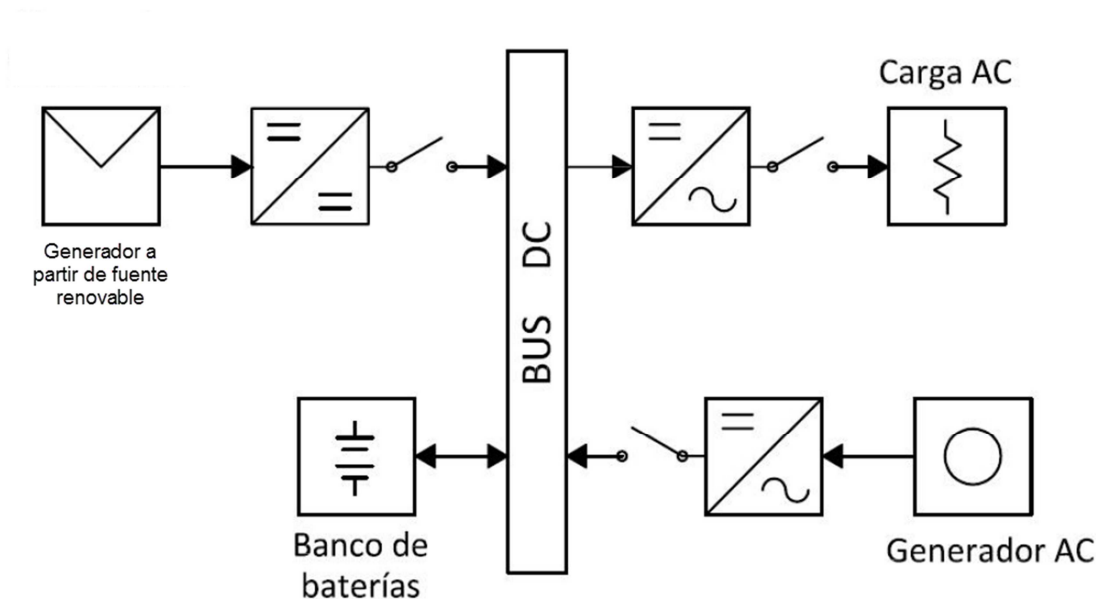


Figura 2 - Configuración de un sistema híbrido en serie

Ventajas de la configuración en serie

- a) Al pasar toda la energía por las baterías en CC, no es necesaria la conexión en CA de los equipos de generación, lo cual simplifica la operación del sistema.
- b) Para los sistemas con grupo electrógeno, al arrancarlo, no se interrumpe el suministro a la carga.
- c) El grupo electrógeno puede ser dimensionado para funcionar de forma óptima alrededor del 70-80% de su potencia nominal. Para ello, el rectificador de corriente CA/CC debe fijar este punto de trabajo limitando la corriente de salida y evitando la operación en sobrecarga.

Desventajas de la configuración en serie

- a) El inversor no trabaja en paralelo con el generador diesel por lo que toda la potencia pasa por él, de forma que tiene que ser dimensionado para abastecer la potencia pico. Así, la mayor parte del tiempo el inversor trabaja muy por debajo de su potencia nominal y por tanto a un bajo rendimiento.
- b) Las baterías están sometidas a carga y descarga constante, lo que genera ciclos de carga muy cortos y acorta la vida útil.
- c) El régimen de carga y descarga de las baterías requiere una capacidad de almacenamiento mayor para reducir la profundidad de descarga.
- d) La eficiencia total del sistema es menor debido a que toda la energía debe atravesar las baterías y el inversor, con las correspondientes pérdidas que se producen en estos dispositivos.
- e) El fallo del inversor supone la falta total de suministro a la carga.

2.2.5.2 Sistema híbrido conmutado

Este sistema permite la alimentación en CA mediante el generador diesel o mediante el inversor, pero no permite su funcionamiento en paralelo, de forma conjunta. La batería puede ser recargada por el generador diesel y por la fuente de energía renovable. La carga puede ser abastecida directamente por el generador diesel de tal forma que se reduce el número de ciclos de carga de la batería prolongando su vida útil. Se puede operar de forma manual, pero es preferible introducir un controlador automático debido a la complejidad del sistema. Además, al igual que en serie, será necesario un sensor de nivel de tensión de las baterías y un control de parada y arranque del motor diesel. El esquema de conexión de este tipo de sistema se resume en la Figura 3.

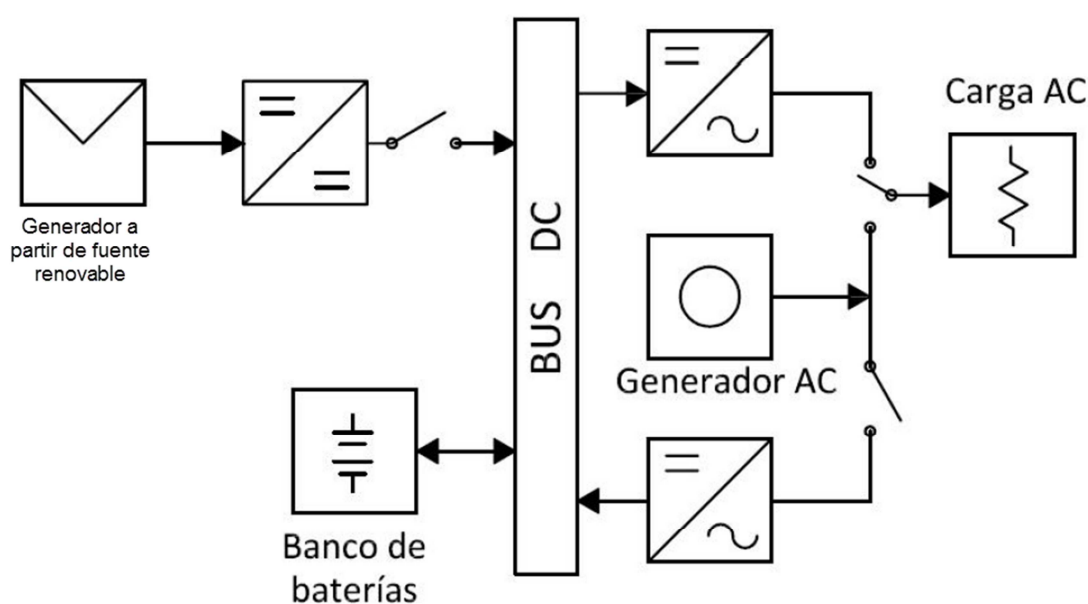


Figura 3 - Configuración de un sistema híbrido conmutado

Ventajas de la configuración conmutada

- a) Tanto el generador como las baterías con el inversor, pueden alimentar a la carga directamente. Esto aumenta la fiabilidad del suministro en caso de avería de uno de ellos.

Desventajas de la configuración conmutada

- a) La carga demandada es momentáneamente interrumpida cuando se pasa de una fuente CA a la otra fuente CA. Es decir, del inversor al generador CA o viceversa.
- b) Como las dos fuentes CA no pueden trabajar en paralelo (sumando sus potencias), alguna de las fuentes, el generador CA o el inversor deben estar diseñados para abastecer la potencia pico demandada.

- c) No es posible distribuir la carga entre el generador y la fuente renovable de forma óptima.

2.2.5.3 Sistema híbrido en paralelo

Esta configuración permite que los picos de demanda se puedan abastecer combinando las diversas fuentes CA mediante la sincronización de la forma de onda en CA. En esta configuración se coloca un inversor bidireccional de tal forma que trabaja como rectificador cargando la batería cuando el generador diesel produce un exceso de energía, o como inversor cuando la demanda es superior a la generación del motor diesel y es preciso complementarlo con la energía almacenada en las baterías. Esta configuración requiere sistemas de control más sofisticados y un inversor bidireccional, que será más caro. Ver Figura 4.

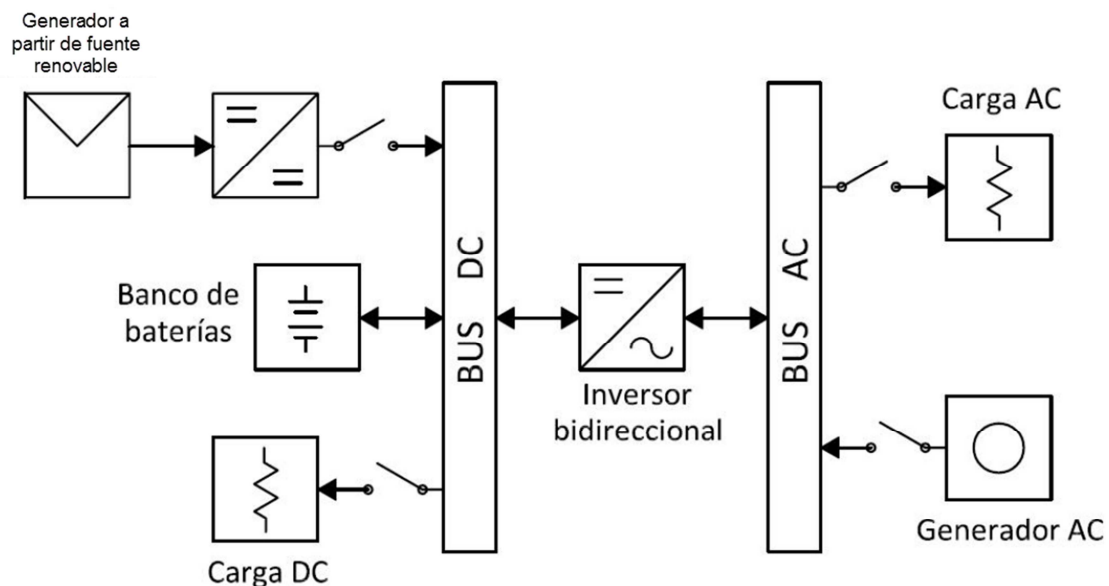


Figura 4 - Configuración de un sistema híbrido en paralelo

Ventajas de la configuración en paralelo

- Es posible abastecer la carga demanda distribuyéndola de forma óptima entre los equipos de generación.
- Se puede maximizar la eficiencia del generador diesel y minimizar su mantenimiento. Esto es debido a que se puede dimensionar el sistema para que el generador diesel trabaje a régimen nominal la mayor parte del tiempo y disminuir el número de arranques y paradas.
- Permite reducir las potencias nominales del generador CA, el inversor, la fuente renovable así como la capacidad de las baterías y al mismo tiempo abastecer la potencia pico demandada.
- Permite abastecer equipos directamente en CC

Desventajas de la configuración en paralelo

- a) Requieren sistemas de control más sofisticados.
- b) Si se diseña el sistema para que el generador diesel tenga un mínimo número de paradas y trabaje la mayor parte del tiempo a régimen nominal se puede incurrir en un mal aprovechamiento del recurso renovable. Es decir, se sobredimensionará el generador diesel frente al generador renovable. De esta forma aumentará mucho el costo de combustible frente a una alternativa con mayor aprovechamiento del recurso renovable.

2.3 Introducción al problema de diseño y optimización de un sistema híbrido aislado eólico - diesel de generación eléctrica

2.3.1 Diseño y viabilidad económica de un sistema híbrido

La implementación de sistema híbrido aislado eólico-diesel depende de la asequibilidad del proyecto en términos económicos y técnicos, la calidad del servicio eléctrico ofrecido y la accesibilidad a otras opciones energéticas localmente disponibles.

Además, dependerá de la aceptación por parte de los usuarios, es decir, la opinión que este tipo de tecnología pueda crear en los usuarios en cuanto a fiabilidad o calidad de la misma. Así, el diseño de un sistema híbrido se basará en minimizar el coste del ciclo de vida del mismo a la vez que satisfaga una demanda con una fiabilidad determinada.

2.3.2 Costo del ciclo de vida

El costo de ciclo de vida es la suma de todos los costes incurridos durante el ciclo de vida estimado del proyecto, que suele ser entre 15 y 30 años. Estos costos engloban los costos iniciales de los equipos, los costos de funcionamiento, los de mantenimiento, los de replazamiento, así como los costos de diseño y los costos de eliminación de los mismos.

2.3.2.1 Comparación con un sistema aislado de generación eólica

En los últimos años los sistemas de generación a partir de energía eólica han despertado gran interés como soluciones respetuosas con el medio ambiente para la electrificación de comunidades aisladas. El problema de estos sistemas es que tienen unos costes de instalación iniciales muy grandes, lo que hace que en ocasiones el costo del ciclo de vida sea también elevado.

Para evitar este alto coste y aumentar la fiabilidad del sistema muchos autores proponen un sistema híbrido eólico-diesel. De este modo se combinan los potenciales del generador eólico y el generador diesel, reduciendo la potencia nominal necesaria de los generadores eólicos así como el tamaño del banco de baterías.

2.3.2.2 Comparación con un sistema aislado de generación diesel

El costo del ciclo de vida de un sistema híbrido eólico-diesel para satisfacer determinada demanda puede ser menor que el costo de ciclo de vida de un único generador diesel diseñado para satisfacer la misma demanda.

Las principales ventajas de un sistema híbrido frente a uno de generación con diesel ya se han explicado en el apartado 2.1.3.

2.3.2.3 Comparación frente a la extensión de la red eléctrica

La implementación de un sistema híbrido aislado dependerá, entre otras cosas, de la accesibilidad a otras opciones energéticas disponibles. Entre estas opciones, se encuentra la posibilidad de extensión de la red eléctrica más cercana hasta la zona del proyecto.

Se deberá realizar por tanto una evaluación del coste de la extensión de la red eléctrica hasta el punto donde solicitamos la demanda. En próximos apartados estudiaremos las zonas de Bolivia con comunidades en las que es potencialmente rentable instalar un sistema aislado frente a una extensión de la red.

2.3.3 El problema de la optimización del sistema

Basándose en el coste de los componentes, combustible, mano de obra, transporte y mantenimiento, se desea encontrar la dimensión de los componentes que minimice su coste y maximice su eficiencia para las condiciones de operación requeridas. El hacer funcionar los componentes en su punto de máxima eficiencia repercute en el coste de operación y por tanto en el coste de ciclo de vida. La optimización del sistema se centrará en la eficiencia del generador diesel y de las baterías y la prolongación de los tiempos de vida de todos los componentes. Así mismo, la gestión de la demanda y su ajuste con el recurso eólico en cada momento tendrá gran influencia en la maximización del factor de planta de los generadores eléctricos y por tanto en el coste de ciclo de vida del sistema.

Hay muchas estrategias diferentes para el diseño de un sistema híbrido aislado eólico-diesel. En algunas aplicaciones, los generadores eólicos se dimensionan para satisfacer el 90-95% de la demanda durante el año completo, las baterías se dimensionan para cubrir el pico de demanda y el generador diesel se usa únicamente para recargar las baterías. Este diseño minimiza el uso del generador y el consumo de combustible.

Por otro lado están las estrategias que diseñan el generador diesel para estar en funcionamiento todo el tiempo en su punto de máxima eficiencia suministrando la potencia directamente a las cargas y a las baterías. Las baterías pueden ayudar a cubrir picos de potencia demandada y los generadores eólicos reducir el consumo de combustible y el mantenimiento del generador.

Claro está que entre estas dos configuraciones extremas existen muchas otras intermedias. El objetivo de la optimización será el recomendar un diseño con un mínimo coste y una buena fiabilidad para una determinada aplicación.

El problema de la optimización de un sistema híbrido eólico-diesel se podría definir como: dada una demanda eléctrica para una localización concreta con una estimación del recurso eólico, coste de los componentes, mano de obra, transporte y mantenimiento, encontrar el sistema y tamaño de los componentes que cubra la demanda con la fiabilidad exigida y que tenga el menor costo de ciclo de vida.

Para realizar esta optimización es indispensable la utilización de programas de simulación, puesto que la interacción de dos tipos de generadores, baterías, elementos de conversión y demandas requieren la evaluación de un gran número de combinaciones de configuraciones de sistemas, estrategias de operación y sus costes asociados.

2.3.4 Necesidad de un método para dimensionar un sistema híbrido eólico-diesel

Para conseguir las ventajas que ofrece el sistema híbrido eólico-diesel es necesario un correcto dimensionamiento y control de éste. Se requiere una reducción de las diferencias entre generación y demanda, a la vez que los generadores diesel y los elementos de conversión funcionan eficientemente, así como un tiempo de vida grande de las baterías. Todos estos criterios hacen que la tarea de dimensionamiento del sistema sea realmente complicada.

Debido a su gran complejidad, esta tarea sólo puede ser simulada en una herramienta bien diseñada.

2.3.5 Reglas generales para el diseño de un sistema híbrido eólico-diesel

Aunque actualmente existen potentes herramientas de cálculo y optimización para el diseño de sistemas híbridos, hasta hace poco el diseño de los sistemas híbridos estaba basado en la progresiva experiencia y en el ensayo y error. Así, surgieron modelos generales a seguir acerca de cómo dimensionar y operar un sistema híbrido. Sin embargo, estos modelos basados en la experiencia, si bien suponen una guía general acerca de cómo dimensionar el sistema, tienen grandes limitaciones al tratarse de recomendaciones que no son óptimas en la mayoría de los casos. A grandes rasgos se pueden resumir en las siguientes reglas para cada componente.

2.3.5.1 Dimensionamiento generadores diesel

Si la fiabilidad se considera muy importante, el generador diesel debe ser dimensionado de tal forma que satisfaga toda la demanda. Sin embargo, generalmente no se desea pagar tanto por tanta fiabilidad. Así las fuentes renovables pueden cubrir los intervalos en los que el generador diesel requiere un mantenimiento o cuando se queda sin combustible.

Para sistemas de unos 50kW o mayores, puede tener sentido utilizar varios generadores diesel en paralelo.

Por otra parte, como ya se ha comentado, el hacer funcionar el generador diesel con poca carga recorta la vida útil de generador, además de bajar su eficiencia. Esto es debido a que funcionando por debajo de 40% de su carga la temperatura del diesel es muy baja y se produce una combustión incompleta del mismo.

2.3.5.2 Dimensionamiento de la baterías

Entre las reglas existentes, una recomienda el dimensionamiento de las baterías como para un día de almacenamiento para un sistema híbrido y de 3 a 5 días de almacenamiento para un sistema de una única fuente renovable, aunque esto dependerá fuertemente de las condiciones de recurso renovable del lugar.

Cuanto más pequeño es el tamaño de las baterías, menor es el coste inicial de las baterías pero las baterías deben descargarse hasta una profundidad de descarga mayor, lo que aumenta los costes de remplazamiento.

Algunos expertos defienden que dos líneas de baterías en paralelo son las mínimas mientras que ocho las máximas.

En cuanto a la operación, cuando la batería se encuentra a un 85% de su carga máxima es conveniente cargarla únicamente con el aerogenerador. Esto es debido a que el generador diesel funcionaría con una carga baja y por tanto baja eficiencia.

Para que la eficiencia de las baterías y su tiempo de vida no disminuya drásticamente se recomienda no bajar del 60% del estado de carga de las baterías.

2.3.5.3 Dimensionamiento del inversor

Debe dimensionarse para ser capaz de cubrir el pico de la demanda. Las corrientes máximas pueden ser del orden de 3 a 6 veces la corriente normal. Se deberá tener en cuenta el crecimiento de la demanda y un coeficiente de seguridad.

En los sistemas en paralelo no es necesario que soporte el pico de demanda, este es justo nuestro caso.

Lo normal es que se trate de un inversor con señal sinusoidal. Existen inversores capaces de transformar tensiones trifásicas.

2.3.5.4 Dimensionamiento del cargador de baterías

Se debe dimensionar para la máxima corriente de carga permitida por las baterías. No debe ser mucho mayor en potencia que el generador diesel para que la conversión de AC a DC en el cargador de baterías no sea excesivamente ineficiente.

Los inversores bidireccionales incorporan habitualmente el cargador de baterías en el propio inversor.

2.3.5.5 Fusibles o interruptores automáticos

Se deberán poner fusibles o interruptores automáticos para protección y por consideraciones térmicas. Se estudiarán los disponibles en el país. Se deberá tener en cuenta que los usuarios a veces lo inutilizan.

2.3.6 Software para evaluación de los resultados de un sistema predimensionado

Hay algunos programas que evalúan los resultados de un sistema híbrido predefinido: SIRENE, RAPSYS, RAPSIM, SEU-ARES, SOLSIM, PHOTO, HYBRID2 o SOMES son algunos de ellos. [4]

La mayoría de las herramientas de estos softwares simulan un sistema híbrido predefinido basándose en descripciones matemáticas de los componentes y de sus características de operación y los flujos de energía del sistema. A menudo incorporan herramientas para la evaluación financiera del proyecto.

Estos programas son útiles a la hora de evaluar un determinado sistema híbrido con una determinada configuración y ver los cambios en el resultado al cambiar manualmente los tamaños de los componentes. Sin embargo, la mayoría de estos paquetes necesitan que el usuario tenga la idea predefinida del sistema híbrido que va a utilizar así como de sus dimensiones. Por ejemplo utilizando las reglas generales que se han definido en el apartado anterior.

Se podrían obtener mejores resultados y menores costos en muchos de estos diseños si la configuración y el dimensionamiento del sistema se pudieran optimizar.

A continuación, en la Tabla 1, se muestra una comparativa de las funcionalidades de los diferentes paquetes de software para evaluación de sistemas híbridos.

	Precisión de la simulación	Optimización	Evaluación financiera	Diversidad de sistemas a elegir
Hybrd2	Muy alta	No	Si	Muy alta
SOMES	Mucha	Aleatoria con intervalo definido por el usuario	Si	Alta
HOMER	Media	Lineal/aleatoria	Si	Alta
INSEL	Muy alta	No	No	Alta
RAPSIM	Media	No	Si	Alta
SEU/ARES	Media	No	?	?
SOLSIM	Muy alta	No	No	Alta
HYBRID DESIGNER	Alta	Si	Buena	Alta

Tabla 1 - Comparativa de las funcionalidades de los diferentes paquetes de software. Fuente: Fuente bibliográfica [4].

2.3.7 Softwares que optimizan el diseño de un sistema híbrido

Basándose en un modelo algorítmico se puede optimizar, mediante una serie de variables de decisión, el diseño de un sistema híbrido. Normalmente la función objetivo a minimizar es el coste de ciclo de vida, cumpliendo las diferentes restricciones deseadas.

Algunos modelos incluyen también incertidumbre en la demanda, fallos en los componentes y cambios en los patrones meteorológicos. Estos modelos requieren un mayor coste computacional debido a su gran complejidad.

Existen aún un muy limitado número de softwares que optimicen el diseño de un sistema híbrido. El más ampliamente utilizado es el HOMER, el cual se puede descargar de forma gratuita.

2.3.8 HOMER

HOMER es la principal herramienta que se ha utilizado para desarrollar el presente proyecto.

HOMER ha sido desarrollada por NREL (National Renewable Energy Laboratory) como una herramienta para optimizar un sistema híbrido. Se trata de un modelo de optimización que considera variaciones horarias y mensuales tanto en la demanda como en los recursos energéticos, características de cada componente, requerimientos de fiabilidad y otra información específica.

Después de la introducción de los datos, HOMER ordena las configuraciones siguiendo el criterio de menor NPC (Net Present Value), es decir, menor coste del ciclo de vida. HOMER puede también realizar análisis de sensibilidad en casi todos los datos de entrada.

Además de configuraciones óptimas, HOMER proporciona los datos de flujo de energía horaria por cada componente, el impacto de diferentes estrategias de gestión del sistema, así como información económica como el coste de energía o el coste inicial de determinado sistema.

Si los datos horarios de demanda no están disponibles, HOMER es capaz de sintetizarlos utilizando los datos de días típicos para cada mes. Los datos horarios de viento y radiación también se pueden sintetizar a partir de las medias anuales.

Incorpora también una herramienta para la evaluación de una extensión de la red eléctrica y compararla con las soluciones de electrificación aislada.

La flexibilidad de los resultados de HOMER es abundante. Cualquiera de los resultados anuales se puede dibujar en una gráfica frente a uno o dos parámetros de análisis de sensibilidad.

HOMER ha sido utilizado en muchos proyectos en Filipinas, Indonesia, China, Rusia, Argentina, Chile, Brasil, México o Sudáfrica. Se considera una herramienta concebida para ser utilizada por profesionales en energía renovable o en electrificación rural.

3 ANÁLISIS DE BOLIVIA DE CARA A LA IMPLANTACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICOS-DIESEL

3.1 Introducción

El objetivo de este apartado es estudiar la viabilidad de la implantación de sistemas aislados híbridos eólicos-diesel en comunidades rurales de Bolivia. Para ello se buscarán las mejores zonas de cara a la implantación de este tipo de sistemas.

Para buscar estas zonas propicias para la realización de un proyecto de este tipo se van a tener en cuenta principalmente dos características. En primer lugar se estudiará el recurso eólico y las zonas con mejor recurso eólico de cara a la generación de baja potencia. En segundo lugar se estudiará la red eléctrica de Bolivia y un estudio demográfico para conocer cuales son las zonas con comunidades sin acceso a electricidad.

Utilizando estos dos factores y algún otro adicional se podrá concluir cuales son los principales lugares de Bolivia en las que un sistema aislado eólico y diesel puede resultar factible.

3.2 Análisis del recurso eólico

3.2.1 Herramientas para el estudio del recurso eólico en Bolivia

Se le ha querido dar gran importancia a este apartado ya que en Bolivia los datos para la evaluación del recurso eólico son realmente escasos y no muy fiables.

En principio la práctica ideal para el diseño de un sistema eólico sería una colocación de anemómetros y veletas en el lugar de estudio durante al menos 10 años que midieran velocidad y dirección del viento. Pero esto es claramente inviable para un proyecto de baja potencia.

La segunda mejor opción sería la de utilizar los datos de un anemómetro cercano y estudiar la posible extrapolación de los mismos para nuestro lugar concreto. Esta práctica es común en países europeos puesto que existen numerosas estaciones meteorológicas fiables dispersas por todo el territorio. Existen también mapas eólicos basados en mediciones realizadas en diferentes puntos. El problema de Bolivia es que, como comentaremos a continuación, no existe prácticamente casi ningún dato fiable y representativo de velocidades de viento.

A continuación vamos a estudiar algunas de las herramientas existentes para el estudio del recurso eólico en Bolivia.

3.2.1.1 Atlas eólico elaborado por TDE

TDE es la Transportadora de Electricidad S.A., mayor empresa de transmisión de electricidad en Bolivia en ese momento (2008) y administrada entonces por el grupo Red Eléctrica Española. Sin embargo en mayo de 2012 fue nacionalizada y ahora pertenece a la empresa pública boliviana Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).¹

Existe un atlas eólico realizado en 2008 por la TDE [5]. Se trata de un estudio del recurso eólico en la totalidad del territorio de Bolivia. Como base para la realización del atlas eólico se utilizaron los datos de 201 estaciones meteorológicas del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI) durante un periodo de 10 años.

El principal problema de este atlas eólico es que los datos de los que parte no son fiables para el estudio del recurso eólico. Se trata de estaciones meteorológicas cuyo propósito inicial no era el del estudio energético del viento. Por lo tanto muchas de ellas no reúnen los requisitos necesarios para confiar en que sus datos de velocidad y dirección de viento sean fiables para la elaboración de un atlas eólico.

Los datos procesados fueron: la velocidad del viento diario, velocidad promedio mensual, direccion del viento diario, humedad relativa y los valores de Latitud, Longitud y Altitud.

En concreto las mediciones de velocidad de viento se realizaron con un anemómetro situado a 6 metros sobre el nivel de la superficie. A partir de un perfil vertical del viento en función de la rugosidad del terreno se realizó una extrapolación para calcular la velocidad del viento a 10 metros sobre el suelo.

Los valores de velocidades y dirección del viento fueron registrados por lecturas realizadas por operarios del SENAMHI en tres horarios diarios, a las 8:00 a.m., 14:00 p.m. y 18:00 p.m. horas. Con estos datos se hicieron promedios diarios y con éstos a su vez promedios mensuales.

En este procedimiento de recolección de datos se pueden detectar numerosas posibles fuentes de error. En primer lugar los datos medidos alcanzan un buen periodo de tiempo, 10 años. Sin embargo, los datos son muy escasos al tratarse de 3 mediciones al día. De hecho, según el MEASNET ² los datos de velocidad y dirección de viento deben ser registrados cada 10 minutos como la media y una desviación estándar de una serie de datos recogidos con al menos una frecuencia de 1hz durante los 10 minutos. [6], [7].

Además los anemómetros deben estar calibrados por un instituto aprobado por MEASNET antes y después de la medición. También obliga a la implantación de otro

¹ Publicado en la página de ENDE, www.ende.bo.

² El MEASNET (Measuring Network of Wind Energy Instiutes) es un organismo creado por los principales fabricantes de aerogeneradores que regula las normas y estándares de medición de velocidad y dirección del viento

anemómetro a una altura diferente para calcular el perfil vertical, sobre todo si se va a hacer una extrapolación en altura, como es el caso.

Adicionalmente se detallan unas condiciones topográficas necesarias del terreno, se deben evitar los obstáculos cercanos, valles y montañas. Este aspecto tampoco tuvo en cuenta en la construcción de las estaciones meteorológicas puesto que la evaluación del recurso eólico no fue uno de sus objetivos iniciales. Se hecho se conocen estaciones en las que después de unos años se construyeron edificios en las proximidades, alterando drásticamente las mediciones de viento.

Por todo esto se concluyó que este atlas eólico de Bolivia no es fiable y no se utilizó para la estimación del recurso eólico en el presente proyecto. Si bien es verdad que los estándares impuestos por MEASNET son muy estrictos para tratarse de un proyecto de baja potencia, éstas me parecieron razones suficientes para descartar esta fuente de datos.

Una vez comprobada la inexistencia de datos fiables de velocidades de viento por el territorio de Bolivia se buscaron alternativas, como son los modelos basados en simulaciones meteorológicas que se describen a continuación.

3.2.1.2 Mapa eólico de Bolivia del 3TIER

Esta es la herramienta que finalmente se ha utilizado para la evaluación del recurso eólico y es otra de las partes más importantes del presente proyecto.

Este mapa eólico fue elaborado en 2009 por la empresa 3TIER para la Corporación Financiera Internacional (IFC – siglas en inglés). Se llevó a cabo como parte del financiamiento que existe del IFC hacia la Transportadora de Electricidad (TDE). Los datos son accesibles online y gratuitos únicamente en el territorio de Bolivia gracias al acuerdo entre la IFC y 3TIER. [8]

El proyecto resume el recurso eólico de Bolivia, calculado a tres alturas sobre el nivel del suelo (20, 50, y 80 m) basado en los resultados de simulaciones meteorológicas sofisticadas.

3TIER desarrolló el proyecto en varias fases. En primer lugar realizó una base de datos de un año aleatorio de datos simulados. Los datos fueron generados mediante el modelo conocido como Weather Research and Forecasting (WRF). El modelo WRF ha sido desarrollado por un consorcio formado por agencias nacionales de gobierno de Estados Unidos y universidades en los Estados Unidos y representa la nueva generación en modelos de pronóstico del tiempo.

El modelo WRF utiliza una configuración de malla anidada. El alcance de la malla más gruesa fue seleccionado para captar el efecto de eventos sinópticos de tiempo en el recurso eólico dentro de la región de interés, y también para permitir que el modelo desarrolle circulaciones térmicas regionales. Las mallas cada vez más finas de 54 km,

18 km, 6 km y 2 km fueron aplicadas para simular el efecto de topografía local y circulaciones atmosféricas en la escala local.

La **¡Error! La autoreferencia al marcador no es válida.** muestra el territorio alcanzado por la malla que se utilizó para la simulación.

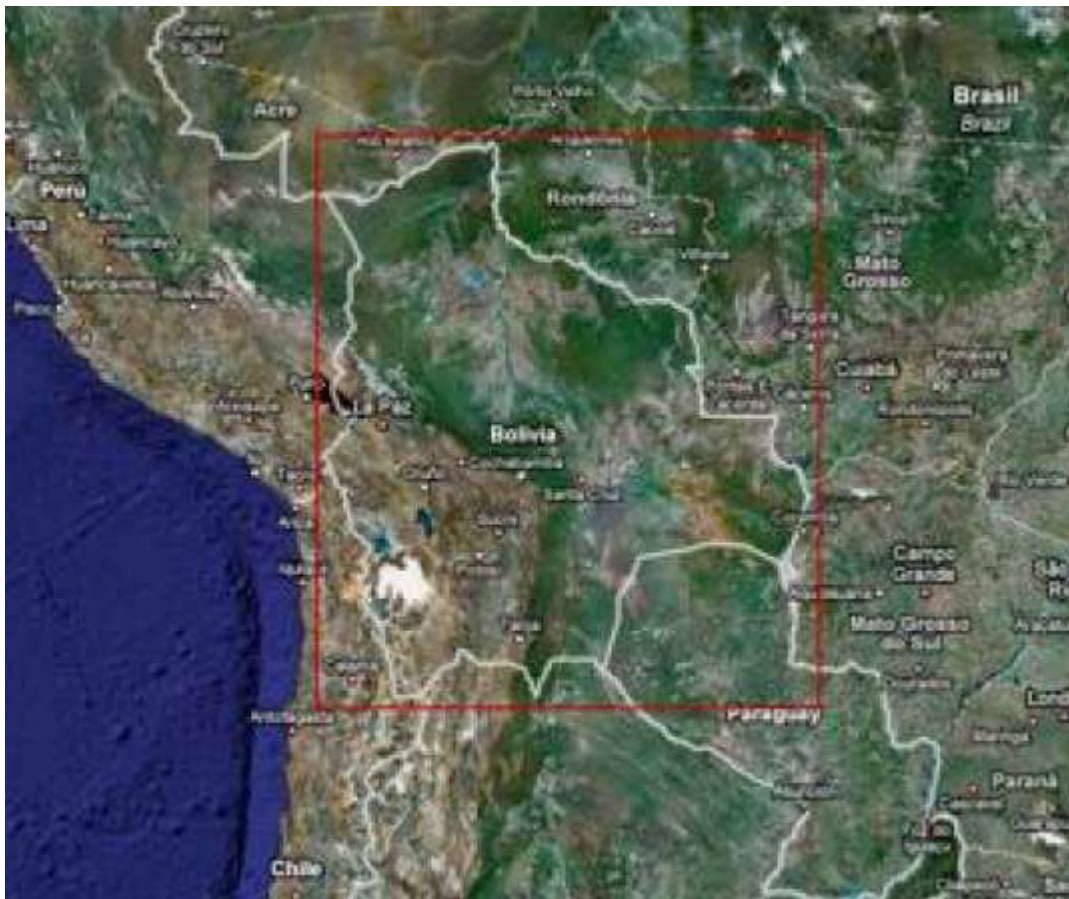


Figura 5 - Zona cubierta por la simulación del 3TIER. Fuente: Informe final 3TIER

La resolución horizontal es de 2 km y se utilizaron 31 niveles verticales. Los datos se obtuvieron del Gloval Weather Archive, que son unos archivos históricos globales del clima, mantenidos por centros de operaciones de pronósticos en todo el mundo.

Para la medición de la topografía 3TIER utilizó un juego de datos topográficos de alta resolución (3 segundos de arco – aproximadamente 90 m) dispuesto por la Misión del Trasbordador Espacial para medir la Topografía con Radar (SRTM 3 – siglas en inglés).

Posteriormente a la simulación se realizó una validación de la misma. Para validar la simulación no se utilizaron los datos correspondientes a las estaciones meteorológicas del SENAMHI por la falta de fiabilidad de las mismas que se ha explicado anteriormente. Únicamente se validó con los datos de unos anemómetros de la Agencia de Cooperación Internacional de Japón instalados en Bolivia y con 3 torres meteorológicas del norte de Chile que quedaban dentro de la malla simulada por 3TIER.

Como ya he dicho, los datos resultantes de las simulaciones se pueden consultar gratuitamente en internet con unas restricciones. La herramienta para la consulta online es Firstlook¹. En Firstlook se puede seleccionar el punto que se desee en el mapa y recibir los siguientes datos:

- a) Los datos de latitud y longitud concretos del punto en cuestión. Su altura sobre el nivel del mar, la clase de terreno según su rugosidad. La longitud de rugosidad del terreno en invierno y en verano.
- b) La media anual de velocidad de viento, la densidad de potencia anual del viento.
- c) Para cada mes también se pueden consultar la media de la velocidad del viento, la Tª, la densidad del aire y la densidad de potencia del mismo.
- d) Los datos de los apartados a, b y c se pueden consultar a su vez para una altura de buje de 20, 50 y 80 metros sobre el terreno. Además, Firstlook proporciona una estimación del factor de capacidad para un aerogenerador supuestamente instalado en esa ubicación. Para una altura de buje de 20 m la estimación se realiza con una turbina Bergey XL.1, para 50 m con una Vestas V52 y para 80 m con una turbina GE 1.5 SLE.

El resto de información que tiene 3TIER sólo se puede obtener pagando. Por tanto el proyecto se va a realizar sin estos datos. Para proyectos de mayor envergadura sería conveniente solicitar un informe completo de nuestra localización a 3TIER. Además, estos informes se ofrecen con un descuento si se piden a través de TDE para territorio boliviano.

Los informes completos ofrecen importante información adicional como son la distribución de velocidad de viento y potencia por hora, direcciones anuales y mensuales de viento y potencia (rosa de vientos de 16 sectores), ciclo diurno del viento y potencia basado en promedios mensuales etc.

3.2.2 Análisis del potencial eólico en Bolivia

Mediante los datos de Firstlook se puede hacer una primera selección de lugares en los que resultaría factible la implantación de un sistema híbrido eólico-diesel atendiendo únicamente al recurso eólico de la zona.

Sin embargo esto no deja de ser una aproximación puesto que no existe una única fórmula que defina “el mejor recurso eólico”, porque muchas variables afectan al posible éxito de un proyecto de energía eólica. La cantidad de energía que puede ser generada por una turbina eólica se ve afectada por la velocidad del viento, la densidad del aire, el diámetro del rotor y las eficiencias de la turbina y el sistema eléctrico. Como generador de energía eólica, se deberá seleccionar el rotor con diámetro más grande y la turbina y el sistema eléctrico más eficiente. No obstante, para proyectos de baja potencia como es este caso, el aspecto económico influirá enormemente en la elección de la turbina y sus dimensiones.

¹ <http://www.3tier.com/firstlook/>

La velocidad del viento permanece como el factor más importante en la determinación del éxito del proyecto. Debido a que la potencia varía como el cubo de la velocidad del viento, un aumento en un momento dado del 25% en la velocidad del viento da como resultado que la salida de potencia de su turbina podría potencialmente duplicarse en ese mismo momento. Al considerar la media anual de velocidad del viento, la relación entre velocidad de viento y producción de potencia es más compleja y depende de la distribución de velocidades durante el período para el cual se calculó la media, como se explicará más adelante.

Desafortunadamente, las altas velocidades del viento por sí solas no son suficientes. El momento adecuado es crucial para determinar si su recurso eólico es apropiado o no. Los vientos de alta velocidad durante el invierno suministran poco beneficio económico si su demanda pico es para las necesidades de enfriamiento durante el verano. Del mismo modo, un sistema residencial sin conexión a la red de distribución requerirá de mayor capacidad de almacenamiento de energía si es que los vientos más fuertes ocurren durante la noche en vez de durante el día. El mejor recurso eólico es aquel que proporciona vientos de alta velocidad cuando la electricidad demandada tiene el valor más alto.

Otro inconveniente es que las turbinas eólicas funcionan lo mejor posible dentro del rango de velocidades para el cual su fabricante las diseñó, el cual varía según el tamaño y el uso deseado del equipo. Para esto existen unas curvas de potencia para cada aerogenerador que son facilitadas por el fabricante. Las curvas de potencia indican la potencia eléctrica generada en bornes de un aerogenerador para cada velocidad de viento desde su velocidad de arranque hasta su velocidad de corte. Por lo tanto, nos vamos a encontrar con lugares cuyo recurso eólico es el ideal para un aerogenerador y sin embargo no lo es para otro tipo de aerogenerador.

Aún con todos estos inconvenientes se ha utilizado Firstlook para realizar una primera aproximación de los lugares con mayor potencial eólico y por tanto susceptibles de realizar un proyecto híbrido eólico-diesel en ellos.

3.2.2.1 Velocidades medias anuales

Se han estudiado las velocidades anuales medias a las tres alturas de buje (20, 50 y 80 m). Utilizando los tres mapas con escalas de colores de 3TIER se ha observado que el recurso eólico de Bolivia parece estar concentrado en 5 sectores.

- 1) Alrededor de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, en su mayoría al sur y al oeste del centro urbano;
- 2) En la frontera suroeste de Bolivia con Chile y Argentina en el Departamento de Potosí;
- 3) En un “corredor” que va más ó menos de este a oeste entre las ciudades de Santa Cruz y La Paz. Entre Santa Cruz y Cochabamba discurre justo por la ruta 4 que une las

dos ciudades. Justo por límite Sur del Parque Nacional Amboró. Entre Cochabamba y La Paz se sitúa ligeramente al norte de la línea de transmisión de 230 KV.

4) En un “corredor” mas o menos norte-sur entre el área justo al este de la ciudad de Oruro y al oeste de la ciudad de Potosí.

5) En la orilla del lago Titicaca, al noroeste de La Paz.

Éstos son los lugares donde se ha encontrado mayores velocidades promedio anuales de viento tanto para 80, 50, como 20 m sobre el nivel del suelo. En la Figura 6 se han marcado los sectores comentados sobre el mapa de velocidades medias anuales a 80 m.

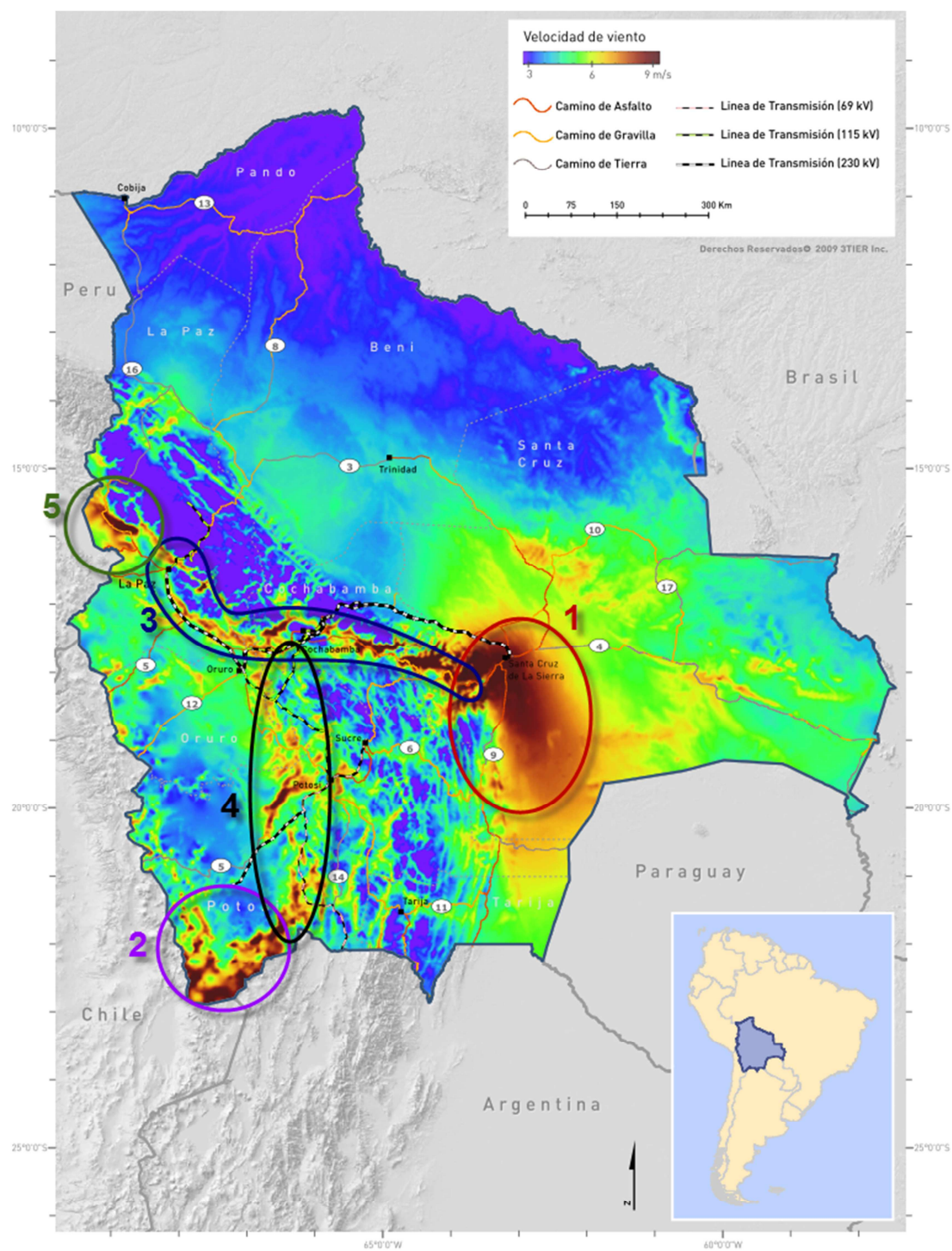


Figura 6 - Sectores con mayores velocidades medias anuales de viento. Fuente: elaboración propia a partir del mapa de velocidades medias de viento a 80 metros del elaborado por 3TIER

Tal como se comentó anteriormente, la media anual de la velocidad de viento no sirve como único indicador de la calidad del recurso eólico. A continuación estudiaremos otro indicador, la densidad de potencia eólica, para el territorio de Bolivia.

3.2.2.2 Densidad de potencia eólica (DPE)

La densidad de potencia eólica es la cantidad de vatios de potencia disponibles en cada metro cuadrado dentro del radio de las aspas de una turbina eólica en una localización dada. Este cálculo considera velocidad de viento, densidad de aire y la distribución de frecuencia para velocidades de viento:

$$DPE = \frac{Pot_v(v)}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3$$

Donde:

Pot_v = potencia del viento [W]

ρ = densidad del aire [kg/m^3]

A = área de la sección considerada [m^2]

v = velocidad del viento [m/s]

3TIER lo calcula con el siguiente sumatorio:

$$DPE = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n \rho_i v_i^3$$

Donde ρ es la densidad del aire y v la velocidad del viento para cada registro considerado n .

El parámetro de DPE también se puede calcular con la distribución Weibull del viento de determinada zona simplemente realizando el sumatorio del producto de un medio la densidad del aire por la velocidad al cubo por su probabilidad. Más adelante aplicaremos esta fórmula para calcular la densidad de potencia eólica de nuestro caso concreto.

Para calcular la potencia eólica para determinada turbina bastará con multiplicar este valor por el área de barrido del rotor.

Al analizar los mapas de la media anual de densidad de potencia eólica en Bolivia. Se encontró una reducción del alcance de los sectores 2, 3, 4 y 5 anteriormente mencionados. Tal como se evidencia en la fórmula de arriba, la densidad de potencia eólica varía en proporción directa con la densidad del aire. El problema de estos sectores, y de gran parte de Bolivia, es que se encuentran a una gran altitud. Por lo tanto, la densidad del aire es muy baja. Así se explica que las densidades de potencia eólica bajen en estos lugares.

En la elección del emplazamiento habrá que intentar por tanto que se encuentre a la menor altitud posible para que la densidad del aire sea mayor.

3.3 **Análisis de lugares sin acceso a la red eléctrica**

3.3.1 **Sistema Eléctrico de Bolivia**

El sector eléctrico en Bolivia está compuesto de dos sistemas: el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los sistemas aislados. En el SIN las actividades de la industria eléctrica están separadas verticalmente y comprenden las actividades de generación, transmisión y distribución. Esto posibilita el funcionamiento de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) competitivo en el que la oferta la constituyen las empresas generadoras y la demanda las distribuidoras.

La oferta de electricidad en Bolivia está basada en centrales de generación hidroeléctrica (40%) y termoeléctrica (60%). La potencia total instalada a nivel nacional, a diciembre de 2009 fue de 1.529 MW. Las empresas generadoras del SIN en el mismo año, tuvieron una capacidad instalada de 1,284.8 MW y una generación bruta de 5,634.5 GWh., lo que representó alrededor del 92% de la energía total producida en Bolivia. La generación de electricidad en los Sistemas Aislados, se encuentran en los lugares donde no llega el SIN y la mayor demanda entre estos sistemas se encuentra en los departamentos de Tarija, Beni, Pando y Santa Cruz. Cabe señalar que existen autoprodutores que cubren sus necesidades de electricidad con equipos propios de generación. Principalmente se trata de empresas mineras que generan electricidad para su propio consumo.

La oferta y demanda de electricidad están vinculadas a través de líneas de Alta Tensión, mayores a 69 kV, líneas de Media Tensión comprendidas entre 1 kV hasta 69 kV y líneas de baja tensión menores a 1 kV.

La demanda de electricidad está constituida por consumidores regulados, los cuales son atendidos por empresas distribuidoras dentro de zonas de ejercicio y los consumidores no regulados que compran energía en bloque, directamente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El año 2009, la demanda correspondiente a las empresas distribuidoras del SIN fue de 4,644.26 GWh, mientras que la demanda de los Sistemas Aislados y autoprodutores fue de 978.27 GWh. [9].

En el mapa del Sistema Eléctrico de Bolivia, Figura 7, se muestra la localización de las centrales de generación y líneas de transmisión pertenecientes al SIN, además de los sistemas aislados. Cabe destacar que únicamente están representados los sistemas aislados de Gas Oil con mayor potencia. Existen muchos más sistemas aislados de Gas Oil de baja potencia que no están señalados en el mapa.

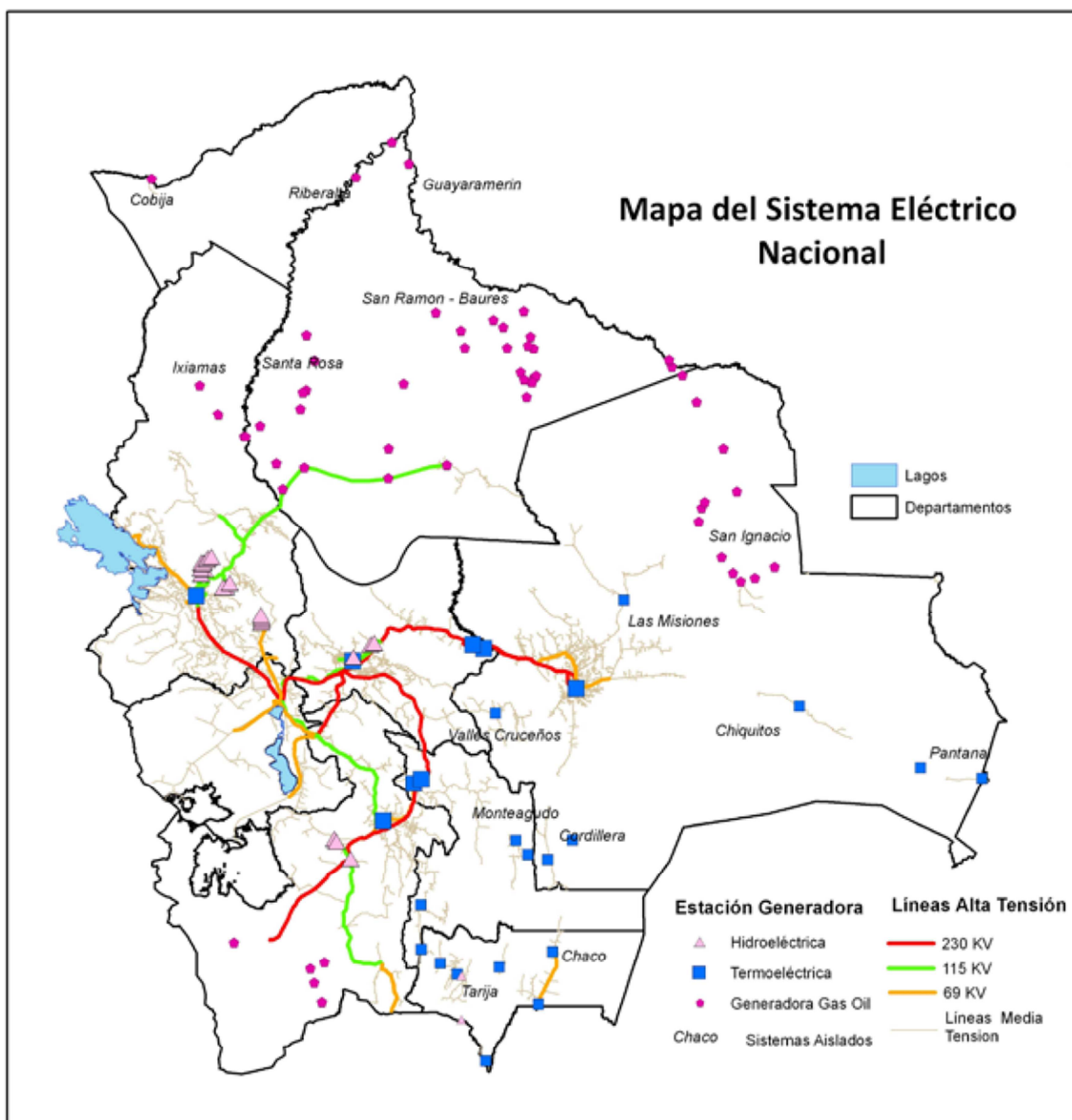


Figura 7 - Mapa Sistema Eléctrico de Bolivia. Fuente: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

Sin embargo también hay que tener en cuenta las posibles ampliaciones de la red de transmisión de electricidad que pueda hacer Bolivia en un horizonte temporal relativamente amplio. Puesto que los sistemas aislados para electrificación se proyectan con un tiempo de vida de 15 a 25 años. Esto es así porque se necesita un tiempo de vida alto para que un proyecto de estas características resulte rentable frente a un sistema con generador diesel únicamente.

De este modo se estudiaron los diferentes proyectos de transmisión de electricidad que tiene el Ministerio de Hidrocarburos y Energía actualmente en ejecución, así como los que tiene aprobados según el Plan Óptimo de Extensión del Sistema Interconectado Nacional. [10].

En este plan se documentan los proyectos de ampliación de líneas de transmisión en ejecución y proyectados desde 2012 hasta 2022. Son un total de 52 proyectos de los cuales 6 de ellos se encuentran actualmente en ejecución.

En la Figura 8 pueden verse resumidos los principales proyectos de extensión de la línea eléctrica junto con las líneas ya existentes.

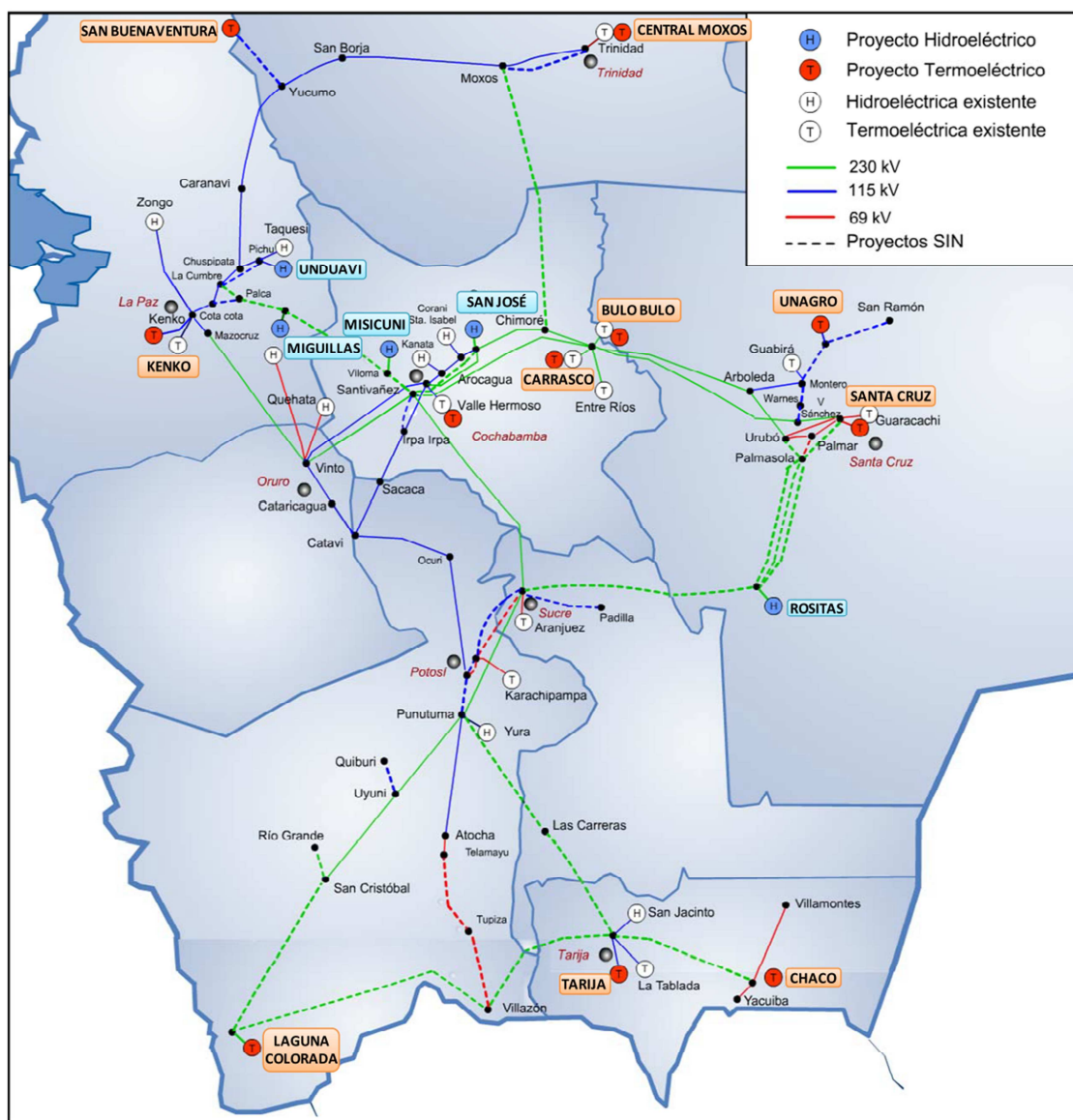


Figura 8 - Mapa de los proyectos de generación y transmisión de electricidad en Bolivia hasta 2022. Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y energía

3.3.2 Cobertura del servicio eléctrico

El censo de población más reciente en Bolivia es el Censo Nacional del año 2001.

Por eso, para determinar la cobertura de acceso al servicio básico de electricidad a nivel de Bolivia en la actualidad, el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) utilizó un método de proyección de crecimiento.

En Bolivia se cuenta con estadísticas de cobertura de electricidad, gracias a los censos de población y vivienda realizados en los años: 1976, 1992 y 2001, a partir de este último año el dato de cobertura es estimado en función de la población proyectada y de

los datos de conexiones de tipo domiciliarias, reportados anualmente por las empresas de distribución al VMEEA. Las conexiones fueron clasificadas como conexiones urbanas y rurales.

Antes de analizar los datos es conveniente tener en cuenta las siguientes definiciones consideradas por el Instituto Nacional de Estadística (INE) de Bolivia.

Se define hogar como aquel conformado por una o más personas, con o sin relación de parentesco, que habitan una misma vivienda y que al menos para su alimentación, dependen de un fondo común al que aportan en dinero y/o especie.

El INE define urbano como poblaciones mayores a 2.000 habitantes y rural como poblaciones menores a 2.000 habitantes.

Bolivia en la actualidad se encuentra en un grado medio de urbanización, donde aproximadamente el 75% de sus habitantes vive en ciudades o zonas urbanizadas.

La información del número de hogares conectados comprende, todas la conexiones domiciliarias, ventas de electricidad en bloque e instalación de sistemas de energías alternativas (Sistemas fotovoltaicos, Micro – Pico centrales hidroeléctricas y sistemas híbridos). La Tabla 2 resume la cobertura de electricidad tanto para en Bolivia en el censo de 2001 y las proyecciones realizadas por el VEEA para 2005 y 2010.

Tabla 2 - Cobertura de electricidad en 2001, 2005 y 2010. Fuente: VEEA

		Censo 2001				Proyección 2005				Proyección 2010			
		Población	Hogares	*Hog ELT	%	Población	Hogares	*Hog ELT	%	Población	Hogares	*Hog ELT	%
CHUQUISACA	URBANA	218,126	50,517	46,010	91.1	255,196	59,614	50,244	84.3	321,784	78,484	72,031	91.8
	RURAL	313,396	68,401	10,055	14.7	324,083	70,601	15,132	21.4	328,786	80,192	21,397	26.7
	TOTAL	531,522	118,918	56,065	47.1	579,279	130,215	65,376	50.2	650,570	158,676	93,428	58.9
LA PAZ	URBANA	1,552,146	398,884	357,574	89.6	1,716,008	457,491	401,468	87.8	1,949,829	475,568	452,284	95.1
	RURAL	798,320	231,188	56,583	24.5	852,985	246,908	87,283	35.4	890,117	217,102	133,207	61.4
	TOTAL	2,350,466	630,072	414,157	65.7	2,568,993	704,399	488,751	69.4	2,839,946	692,670	585,492	84.5
COCHABAMBA	URBANA	871,612	204,854	188,462	92.0	990,603	239,434	223,072	93.2	1,197,071	291,969	288,557	98.8
	RURAL	584,099	147,557	51,637	35.0	636,086	162,643	67,544	41.5	664,853	162,159	110,387	68.1
	TOTAL	1,455,711	352,411	240,099	68.1	1,626,689	402,076	290,616	72.3	1,861,924	454,128	398,943	87.8
ORURO	URBANA	236,110	58,651	53,269	90.8	245,704	63,093	57,197	90.7	280,833	68,496	67,004	97.8
	RURAL	155,760	45,472	9,916	21.8	177,491	50,869	14,991	29.5	169,981	41,459	27,930	67.4
	TOTAL	391,870	104,123	63,185	60.7	423,195	113,962	72,188	63.3	450,814	109,955	94,934	86.3
POTOSI	URBANA	239,083	59,374	54,571	91.9	256,110	64,602	57,123	88.4	281,066	68,553	66,258	96.7
	RURAL	469,930	120,949	18,240	15.1	502,691	129,458	30,105	23.3	507,340	123,741	47,873	38.7
	TOTAL	709,013	180,323	72,811	40.4	758,801	194,060	87,228	44.9	788,406	192,294	114,131	59.4
TARIJA	URBANA	247,736	57,429	50,717	88.3	281,216	66,053	55,181	83.5	362,720	88,468	68,456	77.4
	RURAL	143,490	29,728	9,574	32.2	157,450	32,824	14,312	43.6	159,619	38,931	23,851	61.3
	TOTAL	391,226	87,157	60,291	69.2	438,666	98,877	69,493	70.3	522,339	127,400	92,307	72.5
SANTA CRUZ	URBANA	1,545,648	334,989	298,852	89.2	1,861,804	411,539	344,943	83.8	2,171,744	529,694	454,861	85.9
	RURAL	483,823	94,143	27,149	28.8	531,302	102,265	35,958	35.2	614,018	149,761	63,101	42.1
	TOTAL	2,029,471	429,132	326,001	76.0	2,393,106	513,804	380,901	74.1	2,785,762	679,454	517,962	76.2
BENI	URBANA	249,152	45,613	33,308	73.0	280,922	52,044	40,933	78.7	315,112	76,857	49,811	64.8
	RURAL	113,369	19,868	2,452	12.3	126,575	22,020	4,619	21.0	130,122	31,737	5,016	15.8
	TOTAL	362,521	65,481	35,760	54.6	407,496	74,064	45,552	61.5	445,234	108,594	54,827	50.5
PANDO	URBANA	20,820	4,591	3,664	79.8	27,291	6,200	4,849	78.2	41,948	10,231	7,525	73.6
	RURAL	31,705	5,936	1,146	19.3	35,149	6,455	1,741	27.0	39,212	9,564	1,653	17.3
	TOTAL	52,525	10,527	4,810	45.7	62,440	12,655	6,590	52.1	81,160	19,795	9,178	46.4
BOLIVIA	URBANA	5,180,433	1,214,902	1,086,427	89.4	5,914,854	1,420,068	1,235,010	87.0	6,922,107	1,688,319	1,526,787	90.4
	RURAL	3,093,892	763,242	186,752	24.5	3,343,810	824,044	271,685	33.0	3,504,048	854,646	434,413	50.8
	TOTAL	8,274,325	1,978,144	1,273,179	64.4	9,258,664	2,244,112	1,506,695	67.1	10,426,155	2,542,965	1,961,201	77.1

Un primer resumen de las zonas con un menor porcentaje de hogares con acceso a electricidad puede ser el mapa que se muestra a continuación, Figura 9 . En este mapa se pueden ver los porcentajes de hogares sin acceso a electricidad para los diferentes departamentos de Bolivia.

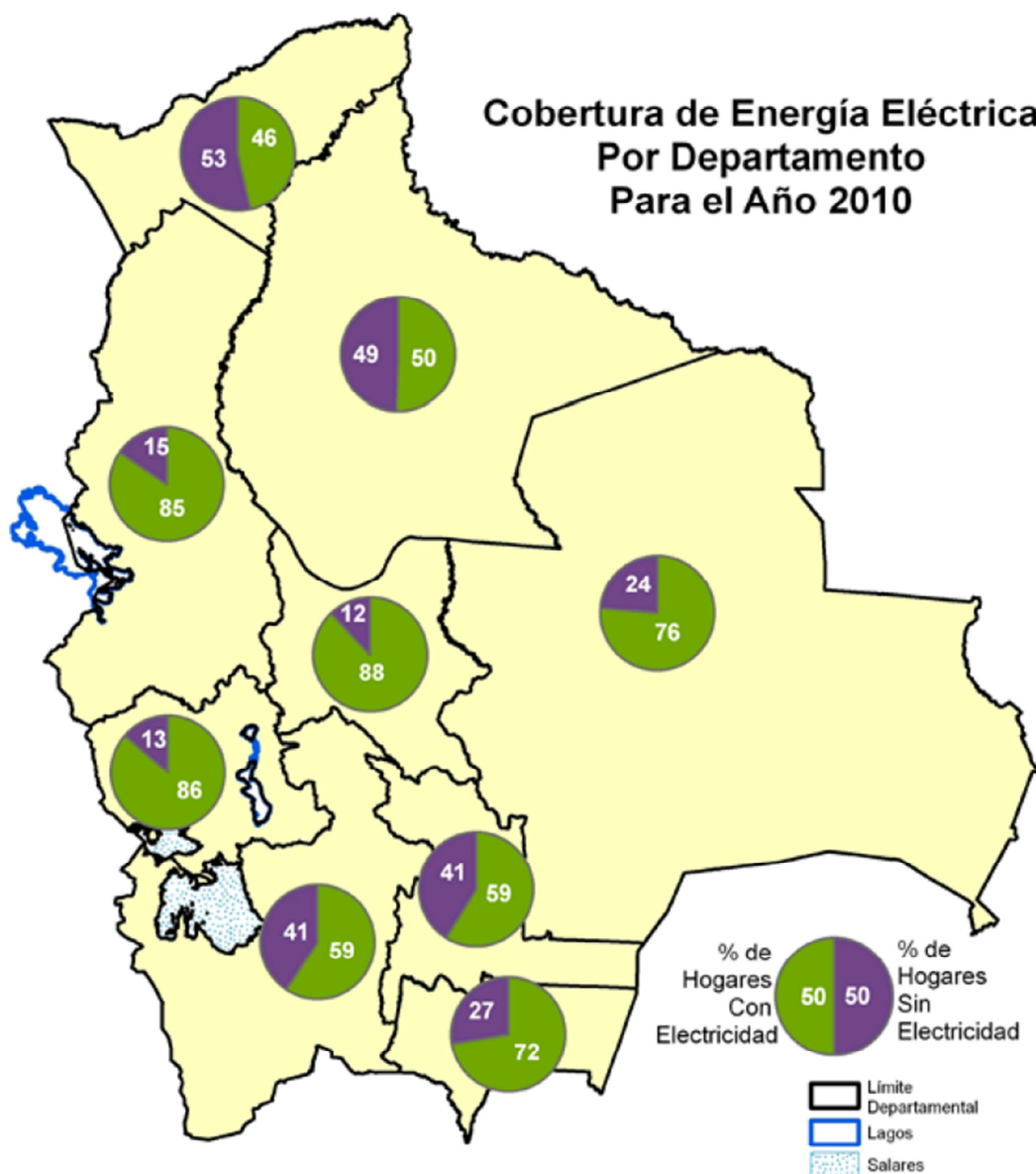


Figura 9 - Cobertura de energía eléctrica por departamento para el año 2010. Fuente: VEEA

3.3.3 Programa Electricidad para Vivir con Dignidad (PEVD)

El Plan Nacional de Desarrollo (PND), establece para el sector eléctrico cuatro políticas, con el objetivo de atender la demanda interna y lograr el Acceso Universal del Servicio Eléctrico. A través del restablecimiento del rol protagónico y estratégico del Estado en el desarrollo de la industria eléctrica mediante la refundación de la Empresa Nacional de Electricidad. En el Decreto Supremo N° 29635, de Julio de 2008, se crea el Programa Electricidad para Vivir con Dignidad (PEVD), para contribuir al incremento de la cobertura, hasta lograr el Acceso Universal.

El “Programa Electricidad para Vivir con Dignidad” es un programa que integra todos los proyectos orientados a cubrir la cobertura eléctrica, financiados por la cooperación internacional, además de coordinar e integrar todas las acciones que involucran a instituciones tanto del sector público como privado, permitiendo de esta manera un desarrollo armónico en el conjunto del sector.

Bolivia en la actualidad, tiene una población estimada mayor a 10 millones de habitantes, que incluye la población urbana y rural, de esta cantidad de población, aproximadamente 3,5 millones de habitantes se concentran en el área rural, representando más de 850.000 hogares, de los cuales un 47% tiene acceso al servicio eléctrico, principalmente a través de las redes convencionales y un pequeño segmento cercano al 3% consigue acceder a la energía eléctrica gracias a la aplicación de Energías Renovables No Convencionales, sumando de esta manera 50% de cobertura rural. Por otro lado, en el área urbana, queda una brecha estimada de alrededor de 250.000 hogares urbanos por electrificar, para lograr el acceso universal a la energía eléctrica.

El PEVD fija las metas en las cuales la cobertura en el área urbana deberá pasar del 90% (2010) al 97% en el 2015 y luego al 100% para el año 2020. En el área rural deberá pasar del 50% (2010) al 70% en el 2015, luego al 87% en el año 2020 y lograrse la universalización del servicio en el año 2025.

Para alcanzar el acceso universal al servicio de electricidad hasta el año 2025, el número de hogares a ser integrados asciende a 1.847.541, de los cuales, 1.299.156 corresponden al área urbana y 548.384 hogares al área rural.

3.3.4 La electrificación rural en Bolivia

La cobertura del servicio eléctrico en el área urbana para el año 2010, a excepción de Pando, Beni y Tarija, ya ha superado el 80% y en muchos casos hasta más del 90. En contraste, en las áreas rurales existen aún bajas tasas de cobertura, como en el caso de Pando, Beni y Chuquisaca, sólo los departamentos de Cochabamba, Oruro, Tarija y La Paz presentan coberturas del servicio eléctrico mayores al 60%.

Por todo esto se comprende que los mayores esfuerzos deben ir encaminados a la electrificación de las zonas rurales. Así es justamente como lo indica el PEVD, del que ya hemos hablado anteriormente.

El PEVD prevé que todas las electrificaciones se acometerán únicamente con tres tipos de tecnologías en función de su menor coste económico y su mayor fiabilidad. Estas tecnologías son:

- a) Extensiones de redes eléctricas existentes
- b) Densificación de redes
- c) Energías alternativas (solar, hidroeléctrica, eólica, biomasa)

Establece también que en el área urbana, todos los hogares serán integrados al servicio de electricidad mediante pequeñas extensiones de redes (densificación de redes).

Mientras que en el área rural, el 70% de los hogares serán integrados mediante extensiones de red, el 20% mediante densificación de redes, el 10% restante mediante Energías Alternativas (solar fotovoltaica, hidroelectricidad, eólica, biomasa y otros). En este 10% de hogares es donde un sistema aislado eólico o híbrido eólico-diesel como el presente proyecto podrá resultar factible.

Por lo tanto para este proyecto se va a prestar mayor atención a las zonas rurales sin electrificar. En la Figura 10 se y la Tabla 3 se pueden distinguir los departamentos con menor porcentaje de hogares con acceso a electricidad. En la Tabla 3 también está la cifra estimada de hogares sin acceso a electricidad.

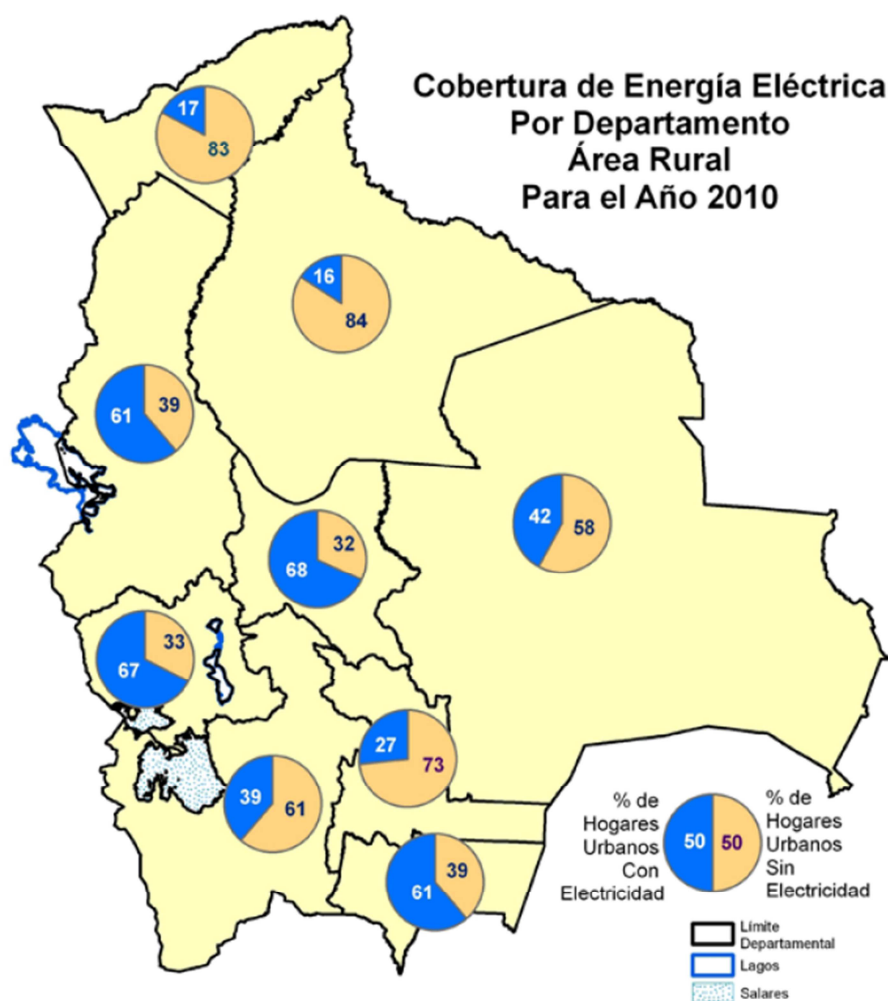


Figura 10 - Cobertura de energía eléctrica por departamento. Área Rural. Para 2010. Fuente: VEEA

	Población Rural	Hogares	Hogares con elec.	Hogares sin elec.	% acceso elec.
Beni	130.122	31.737	5.016	26.721	15,8
Pando	39.212	9.564	1.653	7.911	17,3
Chuquisaca	328.786	80.192	21.397	58.795	26,7
Potosí	507.340	123.741	47.873	75.868	38,7
Santa Cruz	614.018	149.761	63.101	86.660	42,1
Tarija	159.619	38.931	23.851	15.080	61,3
La Paz	890.117	217.102	133.207	83.895	61,4
Oruro	169.981	41.459	27.930	13.529	67,4
Cochabamba	664.853	162.159	110.387	51.772	68,1
Bolivia	3.504.048	854.646	434.413	411.233	50,8

Tabla 3 - Acceso a energía eléctrica en las áreas rurales según los departamentos. Fuente: elaboración propia a partir de los datos del INE

La Tabla 3 está ordenada de menor a mayor porcentaje de hogares con acceso a electricidad. Así se pueden detectar Beni, Pando, Chuquisaca y Potosí como los de menor porcentaje de electrificación rural.

Sin embargo, debido a la gran diferencia de población en unos y otros departamentos, los departamentos con menor porcentaje de electrificación rural no coinciden con los de mayor número de hogares rurales sin electrificar.

De este modo los departamentos que mayor número de hogares rurales sin electrificar tienen son La Paz, Potosí, Chuquisaca y Cochabamba.

Existe un último mapa que también se ha tenido en cuenta en la elección de los lugares apropiados para la realización de un proyecto eólico o Híbrido eólico-diesel. Este mapa, muestra los porcentajes de acceso a electricidad de cada municipio.

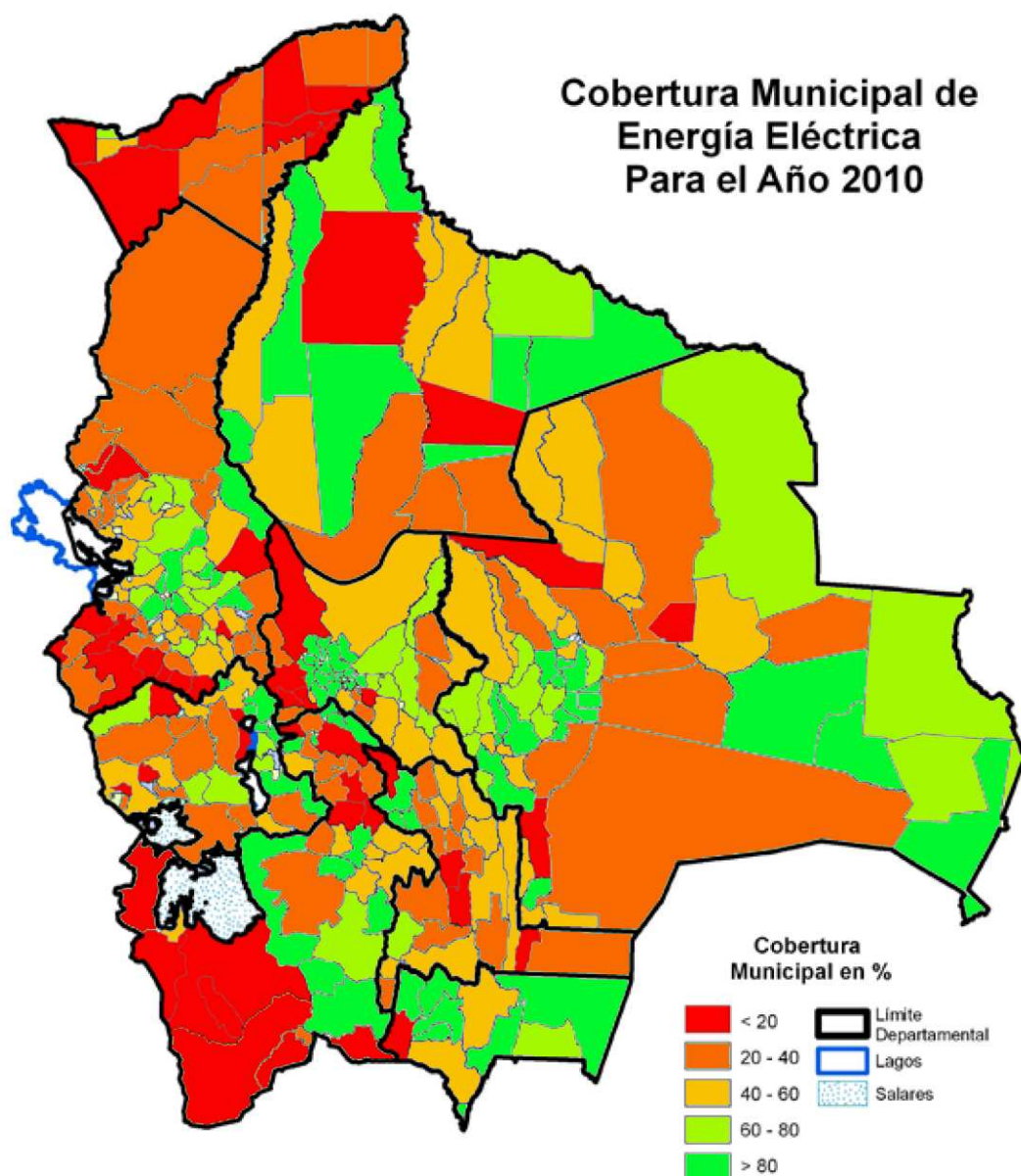


Figura 11 - Cobertura Municipal de energía eléctrica para 2010. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del VEEA

3.4 Lugares óptimos para un proyecto de electrificación aislado híbrido eólico-diesel

A modo de conclusión se van a estudiar los lugares identificados como potencialmente óptimos para un proyecto de tipo sistema aislado híbrido eólico-diesel.

Para esta identificación se han utilizado todos los valores, criterios y herramientas antes descritos. Los criterios principales para la búsqueda son los siguientes:

- a) Velocidades medias anuales de viento a alturas de buje de 20, 50 y 80 m.
Prestando mayor atención a las velocidades a 20 m puesto que un aerogenerador

de baja potencia se suele dimensionar para pequeñas alturas de buje. Obtenidas mediante la observación del atlas eólico 3TIER.

- b) Velocidades medias mensuales de viento a alturas de buje de 20, 50 y 80 m. Prestando mayor atención a las velocidades a 20 m por la misma razón que en el apartado a). Obtenidas mediante la inspección del atlas eólico 3TIER.
- c) Densidad de potencia eólica a 20, 30 y 50 metros de altura de bujes calculadas por 3TIER. Este factor depende fuertemente del punto siguiente (densidad del aire) como ya hemos visto anteriormente.
- d) Densidad del aire. Se estudiaron las densidades de aire estimadas por 3TIER y se comprobó como dependían totalmente de la altura del terreno sobre el nivel del mar. A partir de este dato se asumió conveniente que el proyecto se realizara a la menor altura posible. Aun así se detectaron zonas con bajas densidades de viento pero altas velocidades en las que podría ser factible un proyecto eólico
- e) Porcentaje de hogares en zonas rurales con acceso a la electricidad por departamentos. En principio los departamentos con menor porcentaje de hogares con electricidad serán los más interesantes. Obtenidos de la Figura 10.
- f) Número total de hogares sin acceso a electricidad por departamento. Este dato nos ayudará a valorar en que departamento es realmente donde más hogares rurales no tienen acceso a la electricidad. Al contrario que el dato del porcentaje, que sólo nos indica la proporción de estos respecto del total. Obtenidos de la Tabla 3.
- g) Porcentaje de hogares con acceso a electricidad por municipios. Figura 11.
- h) Distancias a la red eléctrica y posibilidad de conexión a ésta. Nos ayudará a valorar si un sistema aislado podrá ser económicamente rentable frente la extensión de la red eléctrica. Para esto se consultó diferente documentación referida al sistema eléctrico de Bolivia.

En primer lugar se ha tenido en cuenta el sistema eléctrico actual de Bolivia. Para ello se utilizó el mapa de la red eléctrica de Bolivia proporcionado por el VEEA. Figura 7.

En segundo lugar se estudiaron las diferentes ampliaciones propuestas por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia en el Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para 2012 – 2022. [9]. Se estudiaron también las fechas previstas de comienzo y finalización de las mismas con el fin de valorar si es posible que entren en funcionamiento antes de que se finalice el tiempo de vida estimado de este proyecto.

También se estudiaron los mapas concretos de las ampliaciones de las líneas de red eléctrica realizados por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia.

- i) Densidad de población. Si bien no es un dato muy fiable puesto que los centros urbanos lo caracterizan fuertemente, puede ser una idea de lo dispersa o centralizada que se encuentra la población. Interesará que la población se encuentre centralizada para disminuir costes por transmisión de electricidad.

A continuación se estudian las posibles zonas en las que un proyecto de electrificación aislado híbrido eólico-diesel puede ser factible. Para una mayor claridad se ha dividido el estudio por departamentos.

3.4.1 Pando

Pando



Población	81.160,0
Densidad de población (hab/km ²)	1,3
Población rural	39.212,0
Hogares sin electricidad. Área rural	7.911,0
% acceso electricidad. Área rural	17,3
Vel. media anual del viento (m/s)	1,5 - 2,7
Densidad de potencia eólica (w/m ²)	10 - 15
Temperatura (°C)	25 - 30
Elevación (msnm)	< 500
Red eléctrica	Muy mal electrificada, pocos km de red.

El departamento de Pando es el menos poblado de Bolivia, con 81.160 habitantes y una densidad de población de 1.27 hab/km².

Un proyecto de electrificación basado en energía eólica queda totalmente descartado para esta región puesto que el recurso eólico no es suficientemente bueno.

Las velocidades medias anuales a una altura de buje de 20 m no superan ni los 3 m/s en ningún lugar del departamento. Este hecho puede deberse a la gran vegetación existente, selva amazónica, con una longitud de rugosidad de 50 mm.

Sin embargo Pando es uno de los departamentos con menor porcentaje de hogares rurales electrificados. Si bien es verdad que debido a su baja población el número de hogares rurales sin electricidad es mucho menor que en cualquier otro departamento.

En cualquier caso, si se decidiera realizar un sistema aislado para electrificar una comunidad con energía renovable la mejor opción sería la microhidráulica. Existen numerosos recursos hídricos, aunque debería realizarse un proyecto con un salto de agua pequeño o incluso con turbinas flotantes, puesto que no existen prácticamente desniveles.

3.4.2 Beni

Beni



Población	445.234,0
Densidad de población (hab/km ²)	2,08
Población rural	130.122,0
Hogares sin electricidad. Área rural	26.721,0
% acceso electricidad. Área rural	15,8
Vel. media anual del viento (m/s)	3,1 - 3,8
Densidad de potencia eólica (w/m ²)	10 - 65
Temperatura (°C)	25 - 30
Elevación (msnm)	<500
Red eléctrica	Muy mal electrificada, pocos km de red.

El recurso eólico en el departamento del Beni es parecido al de Pando. Así que resulta también imposible la realización de un proyecto eólico en este departamento.

Al igual que en el caso del departamento de Pando, un proyecto microhidráulico podría ser una solución factible con los recursos renovables de la zona. De hecho se han llevado a cabo proyectos de este tipo en el departamento los últimos años.

3.4.3 La Paz

La Paz



Población	2.839.946,0
Densidad de población (hab/km ²)	21,20
Población rural	890.117,0
Hogares sin electricidad. Área rural	83.895,0
% acceso electricidad. Área rural	61,4
Vel. media anual del viento (m/s)	1,7 - 9,3
Densidad de potencia eólica (w/m ²)	15 - 460
Temperatura (°C)	(-10) - 30
Elevación (msnm)	180 - 6500
Red eléctrica	Muy electrificada. Muchos km de línea eléctrica

Al contrario que en los dos anteriores, en el departamento de La Paz encontramos mucha diversidad en cuanto a velocidades de viento, clima, elevaciones del terreno etc.

Por una parte, al norte del lago Titicaca, encontramos velocidades de viento demasiado pequeñas para un proyecto de tipo eólico. Precisamente es en este lugar donde menor densidad de líneas eléctricas hay y donde más posibilidades de encontrar comunidades sin electricidad existen.

Por otra parte los mejores lugares en cuanto a recurso eólico están situados en la orilla este del lago Titicaca. En este lugar podemos encontrar velocidades medias anuales de más de 9 m/s. Sin embargo, todas las poblaciones de la zona se encuentran ya electrificadas. De hecho son lugares de fácil acceso por los que pasan la ruta 2 y su continuación en la ruta 16, ambas carreteras pavimentadas. Justo paralela a estas rutas se sitúa una línea de 69 kV que une la ciudad de La Paz con la Mina Matilde, de la que parten numerosas líneas de media tensión que proporcionan servicio eléctrico a las comunidades cercanas. Por lo tanto esta zona queda también descartada para la realización de un proyecto eólico aislado.

Existe una segunda zona con gran potencial eólico. Se trata de un cordón situado paralelamente a la ruta 1 que une La Paz con Cochabamba. Pero existe el mismo inconveniente, hay una línea de alta tensión, 230 kV, que recorre justo esa zona. De este modo las comunidades cercanas a la carretera disponen de servicio eléctrico.

Se ha detectado una tercera zona con un recurso eólico, se trata de otro cordón con grandes velocidades de viento situado paralelo al anterior pero ligeramente más al noreste. Según el Figura 7, existen unas líneas de media tensión que llegan hasta las comunidades de esa zona. Aun así es posible que exista algún hogar sin acceso a esta red de media tensión porque en esa zona las comunidades son muy dispersas. Sin embargo un proyecto aislado no sería óptimo puesto que la extensión de la línea de media tensión sería más rentable económicamente.

Por último existen zonas al sur-oeste del departamento con un recurso eólico medianamente alto. Estas zonas son las más interesantes puesto que se encuentran en municipios con muy poca cobertura eléctrica (Figura 11), como es el caso de Pacajes, con un 8,22% de cobertura en 2001.¹

Esta zona queda identificada como posiblemente apta. En todo caso, para un proyecto de este tipo habría que tener en cuenta los dos inconvenientes principales de la zona: la gran altura de las zonas óptimas y la gran variabilidad del recurso en los diferentes meses²

Finalmente es necesario destacar que, si se encontraran comunidades potencialmente aptas para un sistema aislado, sería conveniente evaluar si resulta más rentable la implantación de un sistema aislado basado en la energía fotovoltaica. Es muy posible que así sea, puesto que la radiación en el altiplano es muy elevada. Además, las bajas temperaturas ayudan a mejorar la eficiencia de los paneles fotovoltaicos.

¹ Según el censo realizado por el Instituto Nacional de Estadística de Bolivia en 2001

² Se explicarán mejor en el apartado del departamento de Potosí, puesto que comparten los mismos inconvenientes.

3.4.4 Oruro

Oruro



Población	450.814,0
Densidad de población (hab/km ²)	8,42
Población rural	169.981,0
Hogares sin electricidad. Área rural	13.529,0
% acceso electricidad. Área rural	67,4
Vel. media anual del viento (m/s)	3 - 7
Densidad de potencia eólica (w/m ²)	25 - 270
Temperatura (°C)	(-10) - 10
Elevación (msnm)	4500 - 6500
Red eléctrica	Muy electrificada, muchos km de red

Oruro presenta un escaso potencial eólico. Además, como le ocurre al sur del departamento de La Paz, la densidad de aire es muy pequeña, lo que provoca que disminuya en gran medida la densidad de potencia eólica.

Aun así encontramos varios lugares en los que el recurso eólico es aceptable. Las mayores velocidades de viento se encuentran al este del departamento, entre el lago Poopo y la frontera con Cochabamba y Potosí. El problema vuelve a ser que esa zona está muy electrificada, de hecho ahí se encuentra la capital, Oruro, a la que llegan varias líneas de alta tensión procedentes de Cochabamba, La Paz y Potosí. Por tanto la zona ya se encuentra electrificada, ver Figura 7.

Justo en el otro extremo, en la frontera oeste con Chile, existen también varias zonas de un recurso eólico medianamente bueno. Coinciden con zonas sin electrificar, entre el paso fronterizo Tambo Quemado (ruta 4) y el de Pisiga (ruta 12). Así pues, ésta podría ser una zona candidata a ser electrificada con un sistema aislado basado en energía eólica. Siempre teniendo en cuenta que es una zona de gran altura y que el recurso eólico es muy variable con los meses, como ocurría en la Paz.

Conviene recordar que estas zonas siguen perteneciendo al altiplano boliviano, por lo que tendrán una gran radiación solar y posiblemente un proyecto fotovoltaico sería más apropiado.

3.4.5 Cochabamba

Cochabamba



Población	1.861.924,0
Densidad de población (hab/km ²)	33,47
Población rural	664.853,0
Hogares sin electricidad. Área rural	51.772,0
% acceso electricidad. Área rural	68,1
Vel. media anual del viento (m/s)	2,5 - 9,6
Densidad de potencia eólica (w/m ²)	25 - 650
Temperatura (°C)	(-10) - 30
Elevación (msnm)	200 - 5035
Red eléctrica	Muy densamente electrificada. Salvo en los municipios del norte.

Cochabamba es un departamento fuertemente electrificado, en especial en los alrededores de la ciudad de Cochabamba y al sur de ésta. Lamentablemente, en la parte norte la electrificación es más pobre, sobre todo en los municipios del Chapare y Ayopaya.

Desafortunadamente son estas regiones del norte las que menor recurso eólico tienen. Por lo tanto un sistema aislado basado en energía eólica queda descartado para esa zona.

El mayor recurso eólico del departamento se concentra alrededor de Cochabamba y de la ruta 4 que la une con Santa Cruz. Pero esta zona está electrificada.

La única zona que se ha detectado como posiblemente adecuada en este departamento es una zona al norte y al oeste de Cochabamba a pocos kilómetros de esta. En esta zona el recurso eólico es bueno y es posible que una extensión de la red no resulte económicamente rentable al tratarse de comunidades dispersas y con accesos muy complicados. De hecho en ese lugar hay una elevación desde los 2400 del valle de la ciudad de Cochabamba hasta más de 4500 msnm con unas carreteras sin pavimentar y en malas condiciones.

3.4.6 Potosí

Potosí



Población	788.406,0
Densidad de población (hab/km ²)	6,67
Población rural	507.340,0
Hogares sin electricidad. Área rural	75.868,0
% acceso electricidad. Área rural	38,7
Vel. media anual del viento (m/s)	3 - 10
Densidad de potencia eólica (w/m ²)	25 - 720
Temperatura (°C)	(-10) - 25
Elevación (msnm)	3000 - 6000
Red eléctrica	Muy pobremente electrificada, especialmente en los municipios del sur.

Este departamento es uno de los que mejor recurso eólico tiene. Como indica el cuadro, pueden encontrarse lugares con velocidades medias anuales de 10 m/s y 720 W/m² de densidad de potencia eólica. El problema es que el recurso eólico no es uniforme durante todo el año. Existe un buen recurso eólico en los meses de otoño-invierno (Mayo a Octubre), pero baja drásticamente para los meses de primavera-verano (Noviembre a Abril). Además, se trata de un departamento muy poco electrificado.

De la ciudad de Uyuni hacia el norte esta bastante electrificado, sin embargo hacia el sur está prácticamente sin electrificar. En la zona del sur existen numerosas comunidades sin acceso a electricidad o con acceso a ella mediante un grupo electrógeno que muchas veces no cubre ni la demanda de las cargas prioritarias. Cualquier red eléctrica queda a cientos de km de estos lugares y además no existen buenas vías de acceso, únicamente pistas sin pavimentar.

Afortunadamente es una de las zonas de Bolivia con mayor intensidad de viento, aunque volvemos a tener el problema de que la densidad es baja debido a la gran altitud. Se concluye que las comunidades de esta zona tienen potencial para realizar un proyecto aislado de carácter eólico o híbrido eólico-diesel.

Por otra parte se debe tener en cuenta que existe un proyecto del Gobierno de Bolivia que pretende realizar una instalación de generación eléctrica por energía geotérmica en la laguna colorada y conectarlo a la red en el año 2020. Habrá que estudiar si la comunidad elegida queda cerca de la nueva red eléctrica proyectada para 2020.

Es concretamente en este departamento donde se encuentra la comunidad de Guadalupe, que es la que finalmente se eligió para la elaboración del proyecto.

3.4.7 Tarija

Tarija



Población	522.339,0
Densidad de población (hab/km2)	13,88
Población rural	159.619,0
Hogares sin electricidad. Área rural	15.080,0
% acceso electricidad. Área rural	61,3
Vel. media anual del viento (m/s)	2,3 - 6
Densidad de potencia eólica (w/m2)	15 - 177
Temperatura (°C)	10 - 30
Elevación (msnm)	200 - 4500
Red eléctrica	Bien electrificado. Red independiente del SIN.

Tarija es un departamento muy especial puesto que todo su conjunto de red eléctrica es independiente del Sistema Interconectado Nacional. Sin embargo, es uno de los departamentos con mayor porcentaje de hogares con acceso a electricidad.

Cabe destacar que existe un proyecto para unir la red eléctrica de Tarija con el resto de Bolivia para el año 2015.

En cuanto a potencial eólico Tarija no tiene lugares con una velocidad de viento suficiente así queda descartado para la implantación de un proyecto de este tipo.

3.4.8 Chuquisaca

Chuquisaca



Población	650.570,0
Densidad de población (hab/km2)	12,63
Población rural	328.786,0
Hogares sin electricidad. Área rural	58.795,0
% acceso electricidad. Área rural	26,7
Vel. media anual del viento (m/s)	2 - 6,6
Densidad de potencia eólica (w/m2)	15 - 230
Temperatura (°C)	0 - 30
Elevación (msnm)	200 - 4200
Red eléctrica	Mal electrificada, salvo la zona alrededor de Sucre

Es un departamento pobremente electrificado, la mayoría de municipios tienen un porcentaje de acceso a la electricidad menor del 40%, como indica la Figura 11. La única zona con un buen acceso a electricidad es la zona de la capital, Sucre, y sus alrededores.

El recurso eólico en el departamento no es especialmente bueno, si bien es verdad que existen unas zonas con velocidades de viento medianamente altas.

Una de estas zonas es el Oeste del departamento, en la frontera con el departamento de Potosí. En el sur de esta zona existe una central termoeléctrica y unas líneas de media tensión operadas por la Cooperativa de Servicios Camargo (COSERCA). Además, actualmente esta en construcción una línea de alta tensión de 230 kV de 230km de longitud que unirá Punutumba con Tarija pasando precisamente por Camargo. Así Tarija se anexionará al SIN en Julio de 2012 según el Plan de expansión del SIN [10], pero a día de hoy aún no se ha finalizado el proyecto.

Por tanto en el Suroeste queda descartado un proyecto aislado puesto que existen redes eléctricas cercanas. La única zona en la que tendría sentido es en el centro-Oeste puesto que esta zona carece de servicio eléctrico y según el INE son municipios con menos del 20% de cobertura eléctrica.

En la parte Este tenemos velocidades moderadas, pero al estar a muy baja altitud, sobre los 200 msnm, resulta un recurso eólico suficiente para un proyecto eólico de baja

potencia. Es un lugar muy poco electrificado así que es candidato para un proyecto aislado.

3.4.9 Santa Cruz

Santa Cruz



Población	2.785.762,0
Densidad de población (hab/km ²)	7,52
Población rural	614.018,0
Hogares sin electricidad. Área rural	86.660,0
% acceso electricidad. Área rural	42,1
Vel. media anual del viento (m/s)	2,3 - 10
Densidad de potencia eólica (w/m ²)	15 - 870
Temperatura (°C)	0 - 30
Elevación (msnm)	200 - 3100
Red eléctrica	Bien electrificado en los alrededores de Santa Cruz. El resto del departamento tiene muchas carencias eléctricas

Se trata del departamento con mejor recurso eólico, mejor incluso que Potosí. Las velocidades medias anuales llegan a ser tan altas como en los mejores lugares de Potosí. Pero además en Santa Cruz existen dos ventajas con respecto a los lugares con buen recurso eólico situados en el altiplano.

En primer lugar la mayoría de Santa Cruz está situada a muy poca altura sobre el nivel del mar, lo que favorece que la densidad del aire sea mucho mayor que en el altiplano. Gracias a esto la densidad de potencia eólica es mucho mayor que en el altiplano para una misma velocidad de viento. Se pueden encontrar densidades de potencia eólica en torno a los 870 W/m². De la misma manera esta ventaja hace que lugares con menores velocidades medias sean mejores que otros lugares del altiplano con mayores velocidades.

La segunda ventaja es la uniformidad del recurso eólico a lo largo del año completo. Si analizamos las velocidades medias y las densidades de potencia eólica mensuales observamos que en la mayoría de lugares del departamento de Santa Cruz se mantienen prácticamente constantes.

Al contrario de lo que sucede en el altiplano, donde existe un buen recurso eólico en los meses de otoño-invierno (Mayo a Octubre), pero baja drásticamente para los meses de primavera-verano (Noviembre a Abril). Este hecho condiciona en gran parte el dimensionamiento del sistema aislado híbrido eólico diesel. Se podrá incurrir en un sobredimensionamiento de los aerogeneradores para los meses de poco recurso eólico, lo que conllevará un aumento del gasto de diesel y un aumento del tamaño del sistema de almacenamiento. O por el contrario se pueden dimensionar los aerogeneradores para los meses de poco viento, lo que provocará que en los meses de mucho viento no se aproveche por completo el recurso eólico.

El cuanto al acceso a electricidad en el área rural, es el departamento con mayor número de hogares rurales sin acceso a electricidad, 86.660, y con un 42.1 % de hogares rurales sin electrificar. La zona con mejor acceso a electricidad se encuentra en la ciudad de Santa Cruz y alrededores. La zona del norte carece de electricidad en muchos lugares y si existe es gracias a generadores diesel. La zona sur también carece de acceso a electricidad en muchos puntos. Ambas son zonas con muy poca población bastante dispersa.

En cuanto a recurso eólico, éste se concentra en la zona de la Ciudad de Santa Cruz y hacia el Este paralela a la ruta 7 que une Santa Cruz con Cochabamba. Estos son lugares electrificados mediante un sistema aislado de media tensión llamado Valles Cruceños.

La zona que de verdad interesa se encuentra en un triángulo con un recurso eólico medianamente bueno situado al sur de Santa Cruz con un vértice en ésta. En este lugar existen comunidades sin acceso a electricidad y el recurso eólico es suficiente para realizar un proyecto aislado de generación eléctrica híbrido eólico-diesel. Además, el lugar mantiene las ventajas ya comentadas del departamento de Santa Cruz, baja altitud y uniformidad del recurso eólico durante todo el año.

4 LUGAR ELEGIDO PARA EL PROYECTO: COMUNIDAD GUADALUPE

4.1 Datos Generales

4.1.1 Localización

La comunidad de Guadalupe se encuentra en el municipio de San Antonio de Esmoruco, dentro de la provincia de Sud López, que a su vez forma parte del departamento de Potosí. En la Figura 12 se detalla la situación de la comunidad de Guadalupe dentro del departamento de Potosí.

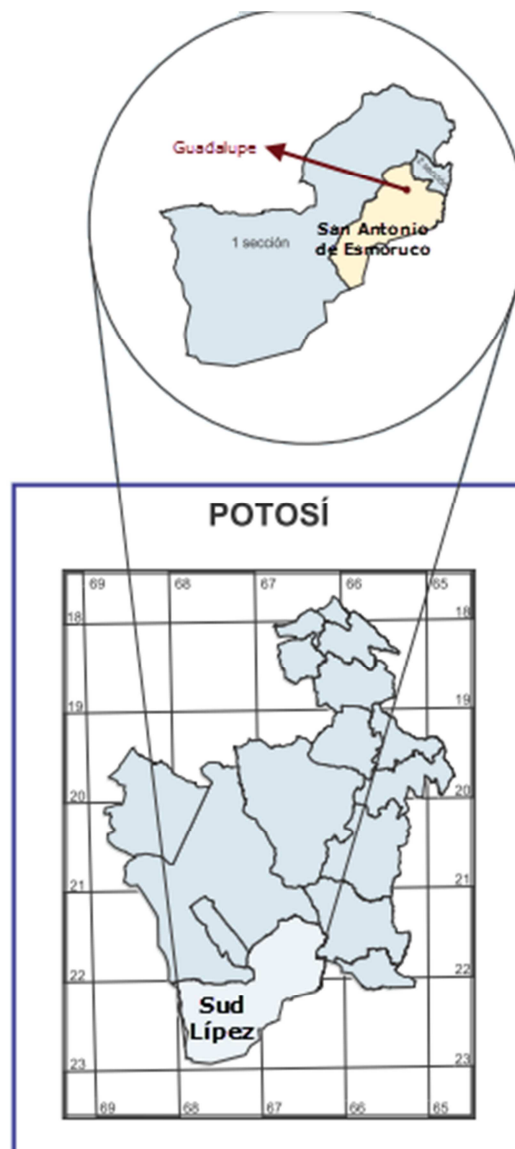


Figura 12 - Situación de Guadalupe dentro del departamento de Potosí. Fuente: *Elaboración Propia*.

4.1.2 Terreno

La comunidad de Guadalupe se encuentra a una altitud de 4322.9 m sobre el nivel del mar. Como ya se ha comentado en numerosas ocasiones, este hecho justifica la poca densidad del aire en el lugar, 0.76 kg/m^3 de media según 3-TIER.

El terreno sobre el que se sitúa la población son llanuras con matorrales. Según 3TIER la longitud de rugosidad para la localidad de Guadalupe es 8.9 mm en verano y 5.5 mm en invierno. Para los cálculos del perfil vertical del viento se ha considerado la media, 7.2 mm.

Guadalupe se encuentra en la intersección de dos valles formados por el río Guadalupe y su afluente el río Bonete, ver Figura 13.



Figura 13 - Ubicación de Guadalupe. Fuente: Google Maps.

4.1.3 Población actual

Los datos proporcionados por el INE sobre la población de Guadalupe son los provenientes del censo de 2001, en el que la población eran 184 habitantes. Mediante una simple proyección de la población teniendo en cuenta la tasa de crecimiento poblacional en la provincia de Sud Lípez en 2001, 0.98 %, podremos calcular los habitantes actuales con la siguiente fórmula:

$$P_f = P_a \cdot \left(1 + \frac{i}{100}\right)^t$$

Donde:

P_f = Población futura

P_a = Población actual

$i = \text{Tasa de crecimiento}$

$t = \text{Periodo de crecimiento}$

Sustituyendo los datos en la ecuación anterior para calcular la población actual en el año 2012:

$$P_{2001} = P_{2012} \cdot \left(1 + \frac{0.98}{100}\right)^{11} = 204.84 \approx 205 \text{ habitantes}$$

4.1.4 Hogares

Según el INE la media en Potosí está en 3 personas por hogar. Por lo tanto estimo los hogares en 2012.

$$\frac{205 \text{ habitantes}}{3} \approx 68 \text{ hogares}$$

Estos hogares serán los usuarios potenciales en la categoría residencial en el cálculo de la demanda.

4.1.5 Sistema eléctrico actual en Guadalupe

En la actualidad Guadalupe se provee de electricidad mediante una microred monofásica. La generación eléctrica se consigue únicamente mediante un grupo electrógeno. Al no tener datos sobre el equipo suponemos que se trata de un FGWILSON P14-6S (13kW). El grupo electrógeno tiene capacidad de abastecer por si mismo el máximo pico de demanda.

En teoría el grupo diesel no funciona continuamente, sino que lo encienden entre 6 a 8 h al día.

Como se comentará posteriormente, el precio del diesel en Guadalupe se encarece en gran medida debido al transporte, se deben recorrer unos 177 km por pistas sin asfaltar para llegar a la estación de servicio más cercana.

4.2 Estudio de la demanda eléctrica

Para la estimación de la demanda se han dividido en cuatro categorías:

- a) Categoría residencial: 68 hogares potenciales en 2012.
- b) Categoría general: Existen una pequeña clínica y una escuela.
- c) Categoría industrial: Granja ganado y taller de producción textil.
- d) Categoría alumbrado público: 20 puntos de luz en 2012.

En primer lugar se estimó la demanda para el año 0 del proyecto, a continuación se realizó una proyección del aumento de ésta para los siguientes 20 años del proyecto. Para los cálculos posteriores se utilizó la demanda obtenida para el año 20 (fin del ciclo de vida del proyecto).

4.2.1 Categoría residencial

Se incluyen la totalidad de los hogares en esta sección. Es posible que en algún hogar se establezca algún pequeño comercio como tiendas o pequeños talleres de producción de tejidos con lana de alpaca o vicuña pero no se considera relevante y se tratan todos los hogares como si tuvieran la misma demanda.

Se estima en 68 el número de usuarios potenciales en el año 0 por ser el total de los hogares. Se define el índice de cobertura como la fracción de los hogares que disponen de suministro eléctrico frente al total de éstos.

$$i_{cob} = \frac{n^{\circ} \text{ hogares con suministro}}{n^{\circ} \text{ total hogares}}$$

Fijando la cobertura inicial en un 70% obtenemos unos 47.6 abonados el primer año.

Los aparatos de un hogar medio se han estimado con la ayuda del censo de hogares realizado por el INE en 2001. Los aparatos o equipos que se pueden encontrar en un hogar medio en la región son: iluminación, radio, televisión y refrigerador.

A cada uno de estos aparatos o equipos se le adjudicó un índice de tenencia, que se define como la proporción de los hogares servidos que tienen determinado aparato o equipo frente al total de éstos:

$$i_{ten} = \frac{n^{\circ} \text{ hogares servidos que disponen del aparato/equipo}}{n^{\circ} \text{ total hogares servidos}}$$

Por otra parte se define la potencia total instalada (nominal) por equipo. Adicionalmente se introducen otros dos factores para estimar la energía consumida:

- a) Factor de utilización: Define la proporción de potencia media empleada durante el uso de un aparato eléctrico respecto a la potencia nominal:

$$F_u = \frac{\overline{Pot}}{Pot_N}$$

- b) Factor de simultaneidad: indica la proporción de usuarios que estarán empleando un aparato o equipo eléctrico al mismo tiempo, respecto al total de los hogares que lo poseen. Se aplicaron diferentes factores de simultaneidad para la noche y para el día.

$$F_{sim} = \frac{n^{\circ} \text{ hogares empleando el aparato/equipo}}{n^{\circ} \text{ total hogares con el aparato/sistema}}$$

Se podría hacer una serie de encuestas en la región para estimar estos factores. En el presente estudio se aplicaron unos valores típicos puesto que no era posible realizar ninguna encuesta.

Finalmente se definió el horario de uso típico de cada aparato o equipo durante un día. Para información en detalle sobre la demanda horaria de la categoría residencial y de las demás categorías ver Anexo II.

4.2.2 Categoría general

En la categoría general agrupamos la clínica, la escuela de Guadalupe y una estación de comunicación. Así, los usuarios potenciales son tres y el índice de cobertura es del 100% para estos ya en el año 0.

De igual manera que en la categoría residencial se definen los factores de utilización y simultaneidad. Sin embargo, no tiene sentido hablar de índice de tenencia para este apartado puesto que no nos referimos a equipos o aparatos sino a la potencia total consumida por un usuario.

En el Anexo II se define con mayor detalle la distribución horaria de consumo.

4.2.3 Categoría de alumbrado público

El alumbrado público en el año 0 se estima compuesto por 20 farolas con un fluorescente de 75 W cada una.

En este caso el factor de simultaneidad por la noche se supone 1 puesto que se encienden al mismo tiempo todos los fluorescentes y el del día es 0.

La distribución horaria de encendido del alumbrado público se encuentra también en el Anexo II.

4.3 Proyección de la demanda para el horizonte temporal del proyecto

El horizonte temporal del proyecto son 20 años. La demanda estimada utilizada para el dimensionamiento del sistema es la del año 20. Esta demanda futura recogerá el aumento de la población, de índice de tenencia, de índice de cobertura y en definitiva de potencia consumida.

Esta proyección se realizó categoría a categoría, conviene remarcar que los factores de simultaneidad y de utilización se supusieron constantes a lo largo de los 20 años.

Las estimaciones de crecimiento de todos los parámetros para todos los años de vida del proyecto se encuentran detallados en el Anexo II.

4.3.1 Categoría residencial

Los factores que se consideran como variables a lo largo del tiempo para la categoría residencial son los siguientes:

- a) Variación de la población residente
- b) Variación del índice de cobertura
- c) Variación del índice de tenencia de cada equipo o aparato

4.3.1.1 Variación de la población residente

Se estima que se va a producir un aumento de la población importante debido a la natalidad y sobre todo debido a la afluencia de personas de comunidades vecinas.

Para caracterizar este aumento se utiliza un método geométrico similar al utilizado en el apartado 4.1.3.

$$P_m = P_0 \cdot \left(1 + \frac{i_{cpob}}{100}\right)^m$$

Donde:

P_m : Población estimada para el año m

P_0 : Población actual, año 0

i_{cpob} : índice de crecimiento poblacional [%]

m : Periodo de crecimiento poblacional [años]

Considerando la población inicial como 68 hogares, se considera un índice de crecimiento i_{cpob} : 1%. En el año 20 del proyecto se obtienen un total de 83 hogares.

4.3.1.2 Variación del índice de cobertura

Se estima un aumento en el índice de cobertura debido a la intención de que el 100% de los hogares tenga acceso a electricidad. Como ya se ha comentado, el índice actual de cobertura es de un 70% de los hogares.

Se estima un gran aumento en los primeros del índice de cobertura debido a la bajada del precio de la electricidad que conlleva la instalación del nuevo sistema.

Concretamente un aumento del 6% anual. Con este aumento se va a conseguir un 100% de cobertura en el séptimo año de vida del sistema.

Tasas de Crecimiento del índice de cobertura				
Años	1 a 5	6 a 10	11a15	16 a 20
Potencia instalada (%)	6,0	6,0	-	-

Tabla 4 - Tasas de crecimiento del índice de cobertura de la categoría residencial. Elaboración propia

4.3.1.3 Variación del índice de tenencia

Como se definió anteriormente el índice de tenencia recoge la proporción de usuarios con suministro eléctrico que tienen determinado aparato o equipo.

Al igual que los índices anteriores, se considera que habrá un aumento en el número de equipos o aparatos que posee cada usuario por lo que se tendrá que ver reflejado en un aumento del índice de tenencia. Se considera que en todos los aparatos el índice de tenencia aumenta en la misma proporción.

Así, se considera un aumento porcentual de este índice a lo largo de los años de tal forma que los 10 primeros años aumentará al 5% anual y los otros 10 siguientes al 2%.

Tasas de Crecimiento del índice de tenencia				
Años	1 a 5	6 a 10	11a15	16 a 20
Potencia instalada (%)	5,0	5,0	2,0	2,0

Tabla 5 - Tasa de crecimiento del índice de tenencia. Fuente: Elaboración propia.

Esta variación de la velocidad de crecimiento del índice de tenencia se debe a que inicialmente, en cuanto se tenga la disponibilidad de la electricidad, el deseo por tener nuevos equipos será mayor que pasado un tiempo cuando la mayoría ya los tengan.

4.3.2 Categoría general

El aumento de la demanda eléctrica en la categoría general a lo largo de los años se va a caracterizar por un aumento anual de la potencia instalada en cada punto de suministro. Este aumento anual respondería a un aumento progresivo del número de equipos eléctricos usados en cada caso o a un mayor uso.

Se considera menor el aumento en la potencia instalada en la estación de telecomunicaciones que en la escuela y en la clínica porque su crecimiento se supone menor.

De esta manera la variación porcentual anual de la potencia en la estación de telecomunicaciones se resume en la siguiente tabla:

Tasas de Crecimiento estación de telecomunicaciones				
Años	1 a 5	6 a 10	11a15	16 a 20
Potencia instalada (%)	1,0	1,0	0,5	0,50

Tabla 6 - Tasas de crecimiento de la potencia instalada en la estación de telecomunicaciones. Fuente: Elaboración propia

Mientras que para la clínica y la escuela los porcentajes de crecimiento son ligeramente menores:

Tasas de Crecimiento escuela y clínica				
Años	1 a 5	6 a 10	11a15	16 a 20

Potencia instalada (%)	2,0	1,0	1,0	1,0
------------------------	-----	-----	-----	-----

Tabla 7 - Tasas de crecimiento de la potencia instalada en la escuela y la clínica. Fuente: Elaboración propia.

4.3.3 Categoría de alumbrado público

El aumento de la demanda eléctrica en esta categoría a lo largo de los años se va a caracterizar por un aumento de los puntos de luz (luminarias) instalados. Se considera un crecimiento del 2% durante los 10 primeros años y del 1% durante los años siguientes. De esta forma, para el año 20 habría 27 puntos de luz.

Tasas de Crecimiento alumbrado público				
Años	1 a 5	6 a 10	11 a 15	16 a 20
Potencia instalada (%)	2,0	2,0	1,0	1,0

Tabla 8 - Tasa de crecimiento para los puntos de luz del alumbrado público. Fuente: Elaboración propia.

4.3.4 Resultados y curva de demanda

Tras realizar todos los cálculos de demanda para el año 20 y definir la distribución horaria de cada elemento de consumo (ver Anexo II) se obtienen los siguientes valores de demanda horaria:

Distribución horaria (kW)																								
	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00
Alum. público				0,81	0,81														0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	
Iluminación					5,64	5,64													5,64	5,64	5,64	5,64		
Radio							0,93	0,93	0,93			0,93	0,93				0,93	0,93						
Televisión												0,40	0,40					0,40	0,47	0,47	0,47			
Refrigerador	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
Escuela									0,32	0,32	0,32	0,32			0,32	0,32	0,32	0,32	0,19	0,19	0,19			
Clínica	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Telecomunicaciones								0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,10	0,10	0,10			
Total (kW)	0,76	0,76	0,76	1,57	7,21	6,40	1,95	2,12	2,44	1,51	1,51	2,84	2,52	1,19	1,51	1,51	2,44	2,84	7,98	7,98	7,98	7,21	1,57	0,76

Tabla 9 - Distribución horaria de la potencia consumida en Guadalupe. Fuente: Elaboración propia.

Representando estos valores según la contribución parcial de cada categoría, queda la siguiente curva de demanda diaria:

Curva de Carga Diaria. Año 20

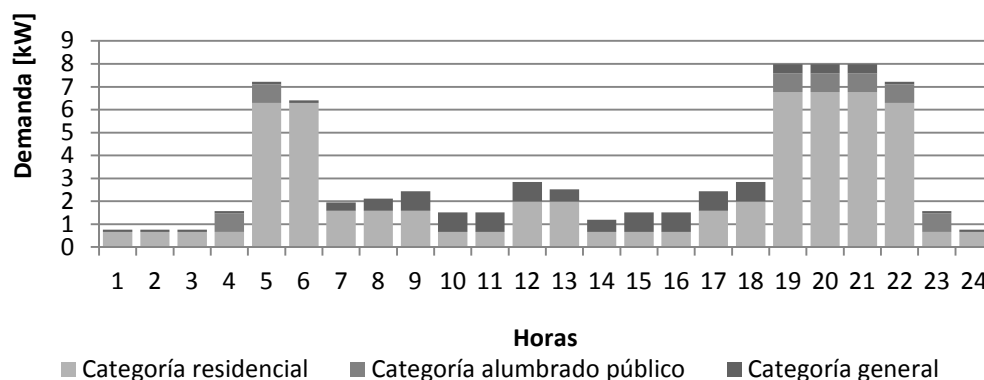


Tabla 10 - Distribución horaria por categorías en Guadalupe. Fuente: Elaboración propia.

Con esta estimación de demanda para el año 20 del proyecto se obtienen los siguientes valores:

Demanda estimada año 20	
Diaria en [kWh/día]	75,3465
Mensual en [MWh/mes]	2,26
Anual en [MWh/año]	27,12
Potencia Media [kW]	3,14
Potencia Máxima [kW]	7,98
Factor de Carga (%)	0,39

Tabla 11 - Valores característicos de la demanda estimada para el año 20. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 14 se puede comprobar el crecimiento de la demanda media diaria para los años 0, 10, 15 y 20 del proyecto.

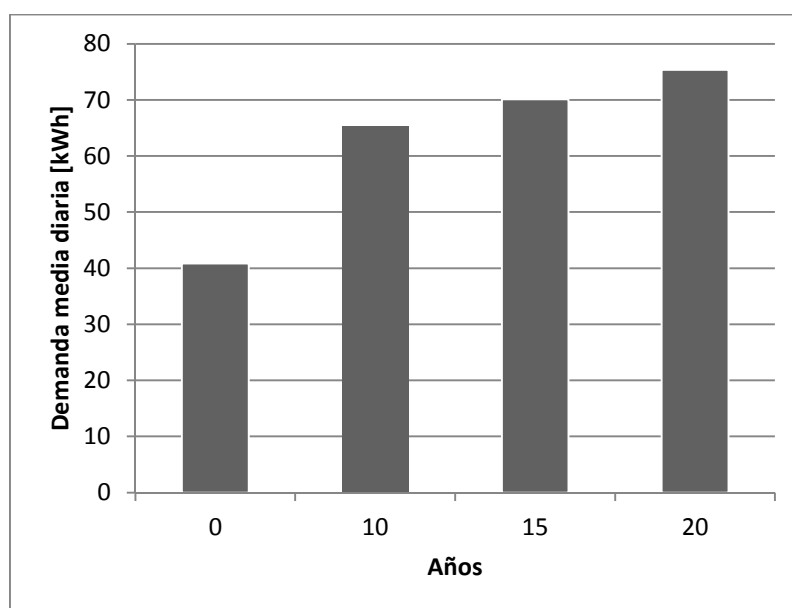


Figura 14- Evolución de la demanda media diaria. Fuente: elaboración propia.

4.4 Evaluación del recurso eólico en Guadalupe

Para las coordenadas exactas donde se quiere colocar los aerogeneradores obtenemos los datos proporcionados por 3TIER. Suponemos que los datos de viento serán los mismos para todas las turbinas (en el caso de colocar más de una), puesto que las distancias entre ellas van a ser pequeñas.

En la Figura 15 podemos ver la Figura 5 - Zona cubierta por la simulación del 3TIER. *Fuente: Informe final 3TIER* tabla de datos tal y como nos la ofrece 3TIER. En ella encontramos los datos estimados de velocidad media anual, densidad de potencia anual, velocidades medias mensuales, densidades de potencia medias mensuales, temperaturas medias mensuales y densidades de aire mensuales. Todos ellos referidos a una altura de 20 m sobre el terreno.

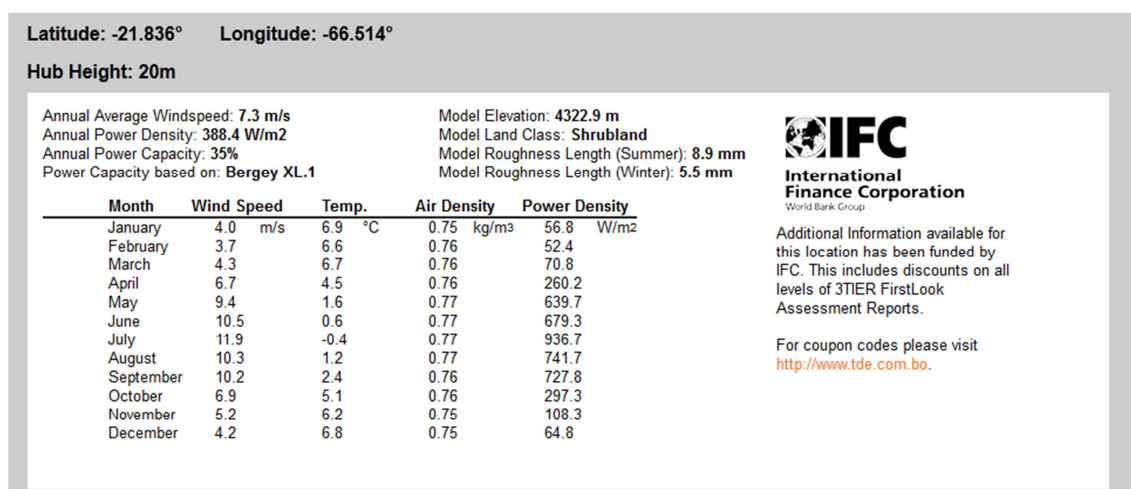


Figura 15 - Datos de viento ofrecidos por 3-TIER para Guadalupe. *Fuente: 3-TIER.*

4.4.1 Síntesis de los datos horarios del recurso eólico

Para realizar las simulaciones posteriores se van a necesitar datos horarios de viento para el conjunto de horas de un año entero. Para sintetizar estos datos se recurre al programa HOMER.

HOMER es capaz de sintetizar datos de velocidad de viento horarios a partir de las velocidades medias mensuales y los siguientes datos adicionales:

- Parámetro Weibull k:** El factor Weibull k o parámetro de forma k indica la anchura o amplitud de la distribución Weibull de frecuencia que mejor se ajusta a la distribución de frecuencia de los datos de viento reales. En Europa suele estar en torno a 2 y se acepta este valor como estándar. Sin embargo 3TIER nos ofrece un mapa en PDF con información de sus estimaciones para el factor Weibull k a 80 m, Figura 16. Se Trata de un formato conocido como GeoPDF en el que se pueden conocer las coordenadas exactas y así calcular con precisión el

factor k. Por último se considera que el factor Weibull k no varía entre una altura de 80m a una de 20m.

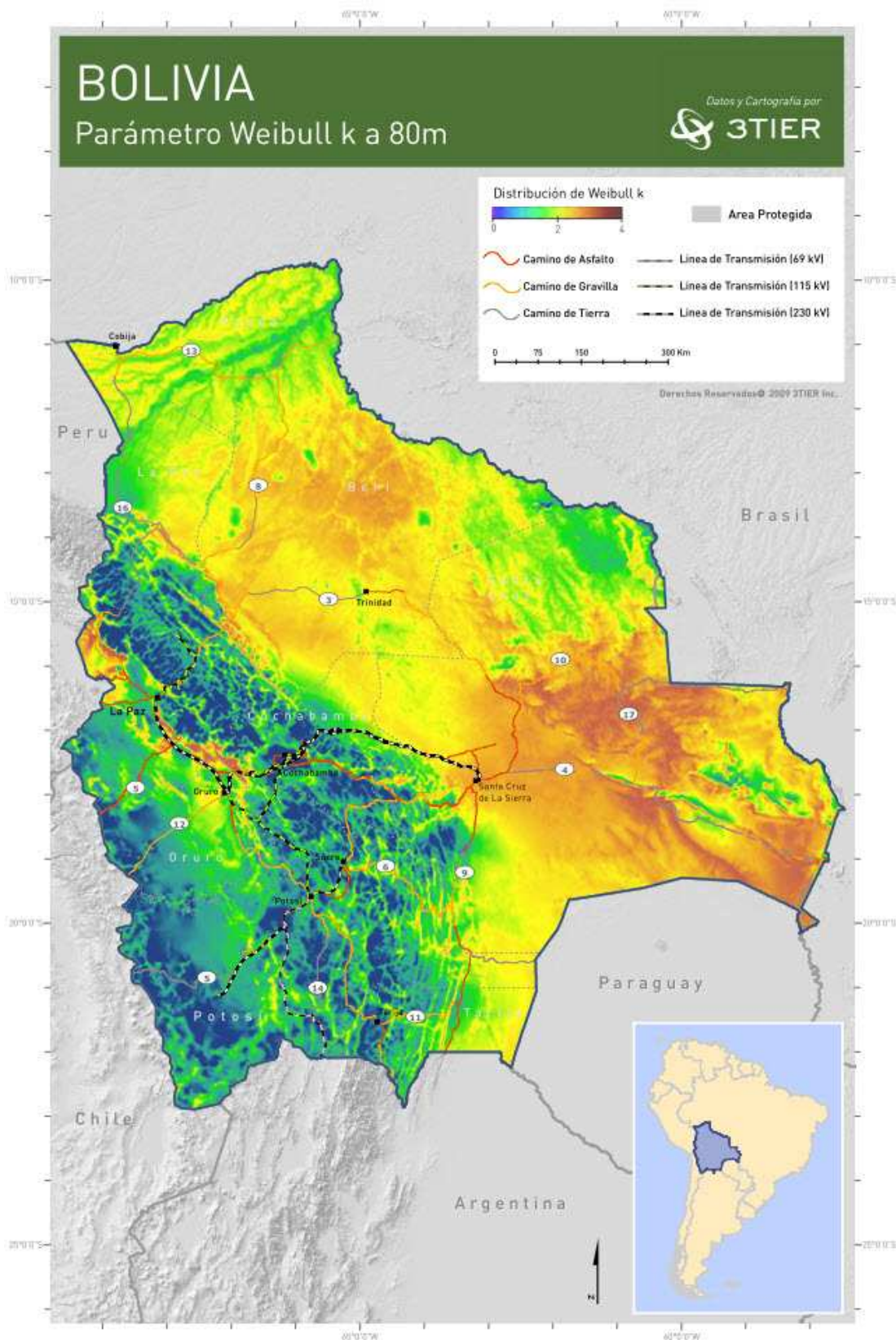


Figura 16 - Mapa factor Weibull k a 80m. Fuente: 3TIER

- b) **Factor de autocorrelación:** Indica la variación de la velocidad del viento media de una hora respecto a la siguiente. Se recomienda utilizar valores entre 0.8 y 0.95. Se toma un valor de 0.85.
- c) **Factor diurno:** Indica en qué proporción la velocidad media del viento depende de la hora del día. Se recomiendan valores entre 0 y 0.4. Se toma el valor 0.25.
- d) **Hora de máxima velocidad de viento:** Indica la hora del día en la que la media de velocidad de viento es mayor. Está fuertemente relacionado con el parámetro anterior. Se recomiendan valores entre las 14 y 16h. Se escoge un valor de 15h.
- e) **Datos sobre el perfil vertical:** Se introduce la altura a la que supuestamente se encuentra el anemómetro que mide las velocidades, en este caso 20m, que es la altura de los datos simulados de 3TIER. Se introduce la longitud de rugosidad para el cálculo del perfil vertical mediante el método logarítmico como se explica en el apartado 4.4.4. Introducimos la media de los datos de rugosidad proporcionados por 3TIER para verano e invierno, 7.2mm.

Por otra parte se introducen también otros datos para el cálculo como son la altitud del lugar. Dato que será muy importante para el cálculo de la densidad del aire y por tanto para el cálculo de la densidad de potencia o densidad de potencia del viento en el emplazamiento.

Utilizando todos estos parámetros se sintetizan los datos horarios para un año completo con la ayuda de HOMER. A partir de este momento se trataron estos datos sintetizados como datos reales medidos con un anemómetro situado a una altura de 20m en la localización deseada.

Así, basándose en estos datos, se hallan a continuación todas las características necesarias para la determinación del recurso eólico. Se ajustará una distribución Weibull a la distribución de frecuencia real de los datos, se determinará el perfil vertical del viento, la densidad del aire y la densidad de potencia del viento.

Por último se compararán los valores obtenidos con los datos proporcionados por 3TIER para comprobar en que medida coinciden.

4.4.2 Distribución frecuencial de la velocidad de viento.

Para la industria eólica es muy importante ser capaz de describir la variación de las velocidades del viento. Se necesita la información para optimizar el diseño de los aerogeneradores, así como para minimizar los costes de generación.

En primer lugar se calculan las funciones de densidad de probabilidad, $f(v)$ o FDP, y de densidad de probabilidad acumulada o función de distribución de probabilidad, $F(v)$, para los 8760 datos de velocidades de viento sintetizados por HOMER.

Hay que tener en cuenta que para una variable continua como la velocidad del viento, hay infinitos valores posibles de la variable y entre cada dos de ellos se pueden definir infinitos valores más. En estas condiciones no es posible deducir la probabilidad de un valor puntual de la variable; como se puede hacer en el caso de variables discretas, pero es posible calcular la probabilidad acumulada hasta un cierto valor (función de distribución de probabilidad), y se puede analizar como cambia la probabilidad acumulada en cada punto (estos cambios no son probabilidades sino otro concepto: la función de densidad).

Por este motivo la variable $f(v)$ se ha evaluado en intervalos. Sea V una variable continua, se define una función de densidad de probabilidad, FDP, como una función $f(v)$ tal que, para cualesquiera dos números a y b siendo $a \leq b$:

$$P(a \leq v \leq b) = \int_a^b f(v)dx$$

En la práctica se calculó la probabilidad de que las velocidades de viento se encontraran en los intervalos $[0,1]$, $(1,2]$, $(2,3]$ etc. De este modo se obtuvieron los datos y se dibujo la gráfica de la Figura 17.

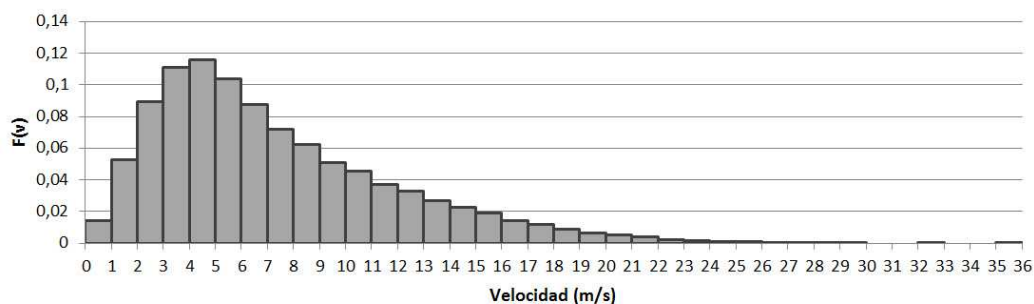


Figura 17 - Función de densidad de probabilidad de los datos de viento. Fuente: elaboración propia

En cuanto a la función de distribución acumulada, $F(v)$, es la integral de la función de densidad de probabilidad, $f(v)$. Por ejemplo $F(b)$ es la probabilidad (P) de que la variable v asuma un valor menor o igual a b .

$$P(v \leq b) = \int_{-\infty}^b f(v)dx$$

De esta manera, para calcular, por ejemplo, $F(1)$, simplemente se calculó el número de datos de viento menores o iguales a 1 y se dividió por el número total de datos, 8760. Se repitió el proceso para $v=1, 2, 3, 4, 5$ etc. La gráfica obtenida se muestra a continuación en la Figura 18.

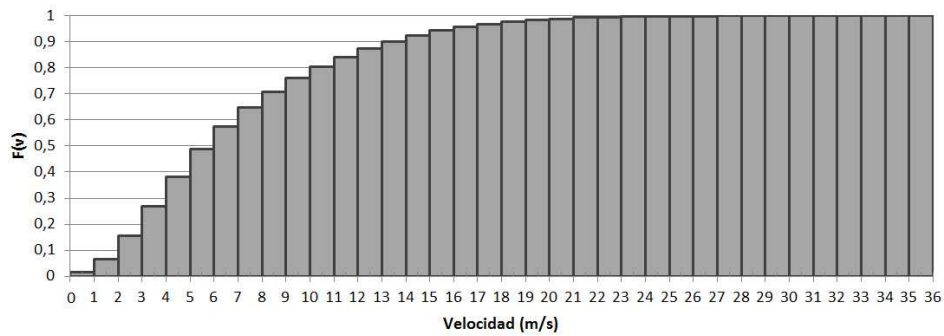


Figura 18 - Función de distribución acumulada de los datos de viento. Fuente: Elaboración propia.

4.4.2.1 Ajuste de una distribución Weibull a los datos horarios

La variación del viento en un emplazamiento suele describirse utilizando la llamada Distribución de Weibull. Para caracterizar por completo una distribución Weibull son necesarios tan solo dos parámetros, el factor de escala, c , y el factor de forma, k . [10].

La función de densidad de probabilidad Weibull está definida por la siguiente función:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]$$

Donde

v = Velocidad del viento en m/s

k = Factor Weibull de forma

c = Factor Weibull de escala

Integrando la ecuación anterior se obtiene la función de distribución acumulada:

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]$$

El parámetro de escala, c , está directamente relacionado con la media de la velocidad del viento en base a la siguiente fórmula:

$$v_m = c \cdot \Gamma\left(1 + \left(\frac{1}{k}\right)\right)$$

Donde:

v_m = Velocidad media del viento

Los parámetros k y c son específicos de cada tipo de distribución de viento. Para calcular los valores k y c existen numerosos métodos.

Un método consiste en ajustar mediante mínimos cuadrados los datos de las medidas de la recta que se deduce de la fórmula de la función de distribución acumulada de la siguiente forma.

$$F(v) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right]$$

$$\left(\frac{v}{c} \right)^k = \ln[-\ln(1 - F(v))]$$

$$k \ln(v) - k \ln(c) = \ln[-\ln(1 - F(v))]$$

Si sustituimos $y = \ln[-\ln(1 - F(v))]$ y $x = \ln(v)$ tenemos la recta:

$$kx - k \ln(c) = y$$

En nuestro caso particular el ajuste por mínimos cuadrados se puede observar en la figura siguiente, Figura 19.

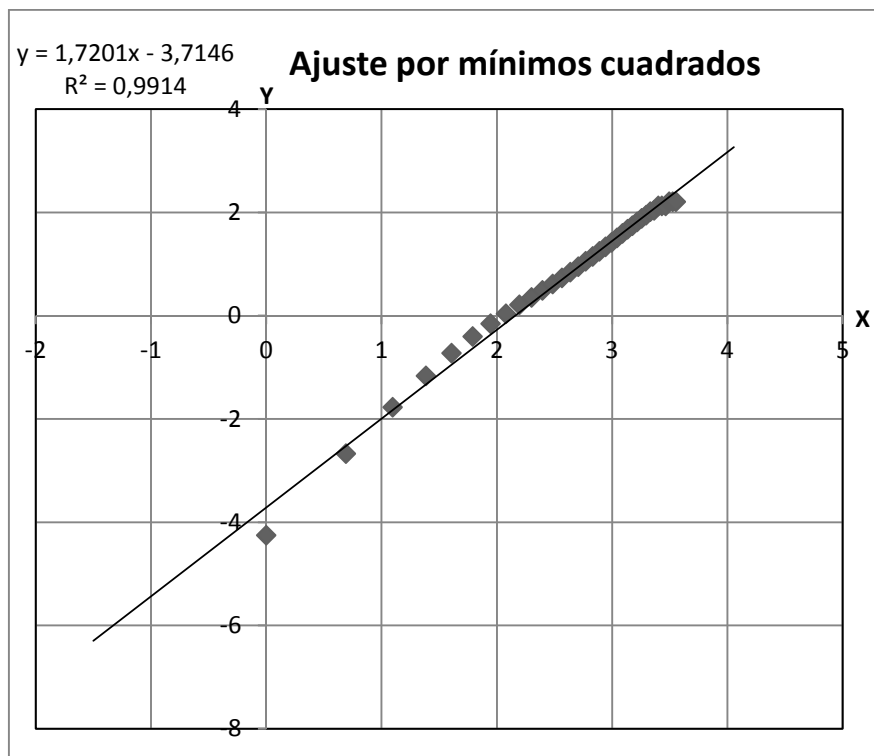


Figura 19 - Ajuste por mínimos cuadrados para el cálculo de los parámetros k y c . Fuente: elaboración propia.

La recta obtenida es la siguiente:

$$y = 1,7201x - 3,7146$$

Con la pendiente de la recta se calcula el valor del factor de forma:

$$k = 1,7201$$

De la intersección con el eje de ordenadas se obtiene el valor que corresponde al valor del término independiente $-k\ln(c)$.

$$-3,7146 = -k\ln(c)$$

Despejando se obtiene el factor de escala:

$$c = 8.667 \text{ m/s}$$

De esta forma se tiene completamente definida la distribución Weibull que mejor se ajusta a la distribución de probabilidad de velocidad de viento del lugar donde supuestamente se han realizado las medidas.

En la Figura 19 se puede apreciar el ajuste de la distribución Weibull con los parámetros k y c obtenidos a la función de densidad de probabilidad, $f(v)$, y a la función de distribución acumulada $F(v)$.

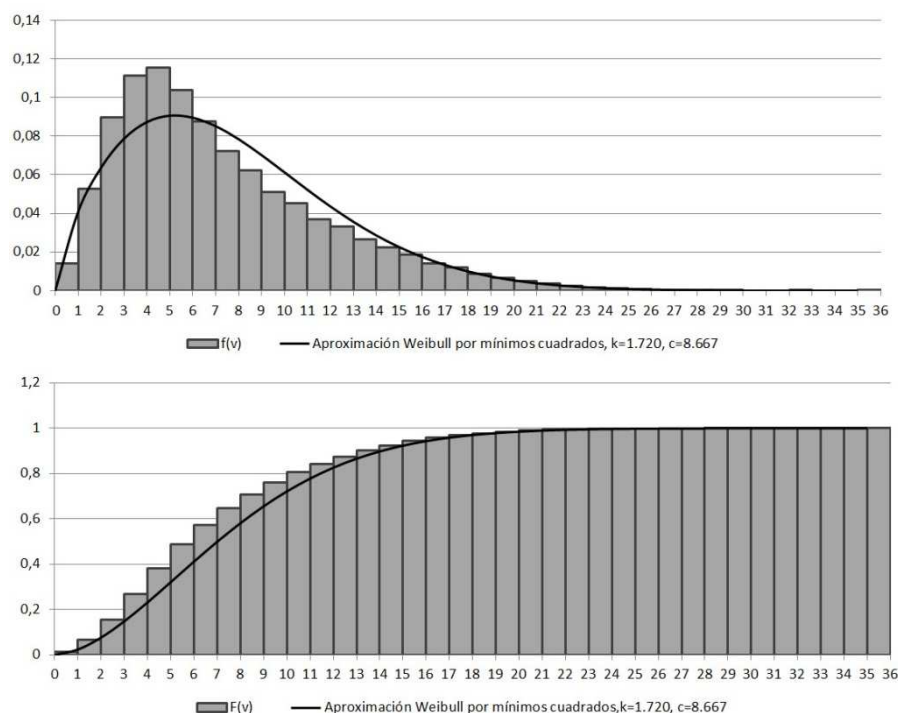


Ilustración 1 - Ajuste de una distribución Weibull mediante el método de mínimos cuadrados para la comunidad de Guadalupe.
Fuente: Elaboración Propia

El software HOMER propone un método distinto para la obtención de los parámetros Weibull. Resultando estos $k=1.66$ y $c=8.19$. En la Figura 20 está representada la distribución Weibull calculada por HOMER.

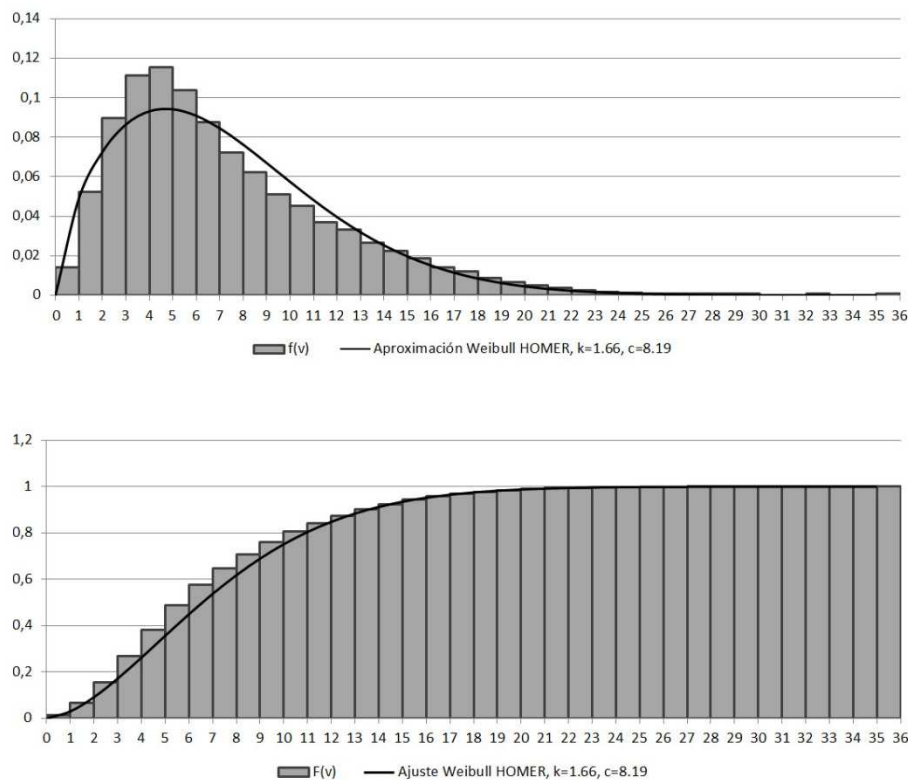


Figura 20 - Ajuste de una distribución Weibull sugerido por HOMER para la comunidad de Guadalupe. Fuente: Elaboración propia con datos de HOMER

Ambas Distribuciones se ajustan bastante bien a los datos “reales”, si bien es verdad que la distribución Weibull propuesta por HOMER proporciona un ajuste más preciso a los datos de variabilidad de velocidad de viento reales. Sin embargo, como no se conoce la metodología utilizada por HOMER se van a utilizar los parámetros calculados por el método de mínimos cuadrados. Por tanto los parámetros Weibull finalmente utilizados han sido $k=1.72$ y $c=8.667$.

4.4.3 Distribución mensual del viento

Con la serie de datos sintetizada por HOMER se calcula mes a mes la velocidad media del viento, la media máxima diaria mensual y los valores máximos y mínimos de absolutos de cada mes.

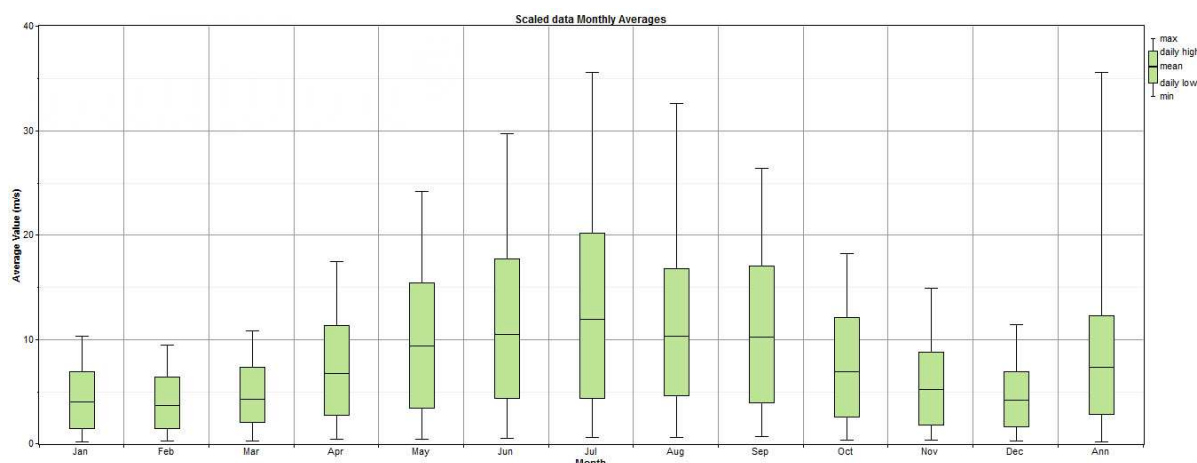


Figura 21 - Valores de velocidad de viento para Guadalupe: media mensual, media mensual de los máximos, media mensual de los mínimos diarios, máxima absoluta mensual y mínima absoluta mensual. Fuente: HOMER

En la Figura 21 se constata el hecho varias veces mencionado de la dependencia de la velocidad del viento con la época del año para las comunidades del altiplano. Podemos observar como en Guadalupe existen altas velocidades de viento desde Abril hasta Octubre, es decir, en invierno. Sin embargo en los meses de verano, Noviembre a Marzo, la velocidad cae en gran medida.

De hecho, en la figura se pueden observar dos de los problemas más importantes que se van a encontrar a la hora de diseñar un sistema aislado híbrido eólico-diesel para esta comunidad. El primer problema es el hecho de que hay meses con muy escaso recurso eólico y el segundo es que hay meses con vientos extremadamente fuertes que van a sobrepasar la velocidad de cut-out del aerogenerador e incluso pueden ser peligrosas para su estabilidad.

4.4.4 Perfil vertical

Los datos simulados con 3TIER y los datos sintéticos para la velocidad se corresponden con una altura sobre el terreno de 20 m. Esta circunstancia es importante ya que según la rugosidad del terreno, la velocidad del viento puede variar enormemente en función de la altura. Es decir, el efecto del rozamiento del aire con el suelo da lugar a que se produzca una disminución de la velocidad del viento en las proximidades del suelo por lo que el recurso eólico es en general mayor a mayor altura sobre el suelo.

Así, la importancia de conocer el perfil de la velocidad del viento con la altura reside en que, a pesar de conocer los datos de velocidad media a una altura (en este caso 20 m), se debe considerar la posibilidad de colocar el aerogenerador a alturas próximas a 20 m, por tanto con velocidades medias diferentes, y ver la incidencia que tiene en la productividad.

Para hallar el perfil de velocidad con la altura existen dos métodos: el logarítmico y el de la ley de potencia. En este estudio, el método empleado para el cálculo del perfil vertical es el logarítmico.

Perfil logarítmico

El perfil logarítmico asume que la velocidad del viento es proporcional al logaritmo de la altura sobre el suelo. La siguiente ecuación define el ratio de la velocidad del viento a la altura de buje respecto a la velocidad a la altura del anemómetro:

$$\frac{v(z_{buje})}{v(z_{anem})} = \frac{\ln(z_{buje}/z_0)}{\ln(z_{anem}/z_0)}$$

Donde:

z_{buje} = Altura del buje del aerogenerador [m]

z_{anem} = Altura del anemómetro [m]

z_0 = Longitud de rugosidad de la superficie [m]

$v(z_{buje})$ = Velocidad del viento a la altura de buje [m/s]

$v(z_{anem})$ = Velocidad del viento a la altura del anemómetro [m/s]

En el caso de Guadalupe es conocida la altura del anemómetro, $z_{anem}=20$ m, y la velocidad a esa altura. También es conocido el parámetro de longitud de rugosidad del terreno, $z_0=7.2$ mm (ver Apartado 4.1.2).

De esta forma, variando la altura a la que colocar la turbina, se podrá calcular la velocidad del viento a la altura del buje de la turbina a partir de aquellas a la altura del anemómetro. El perfil vertical obtenido con los datos de Guadalupe se muestra en la Figura 22.

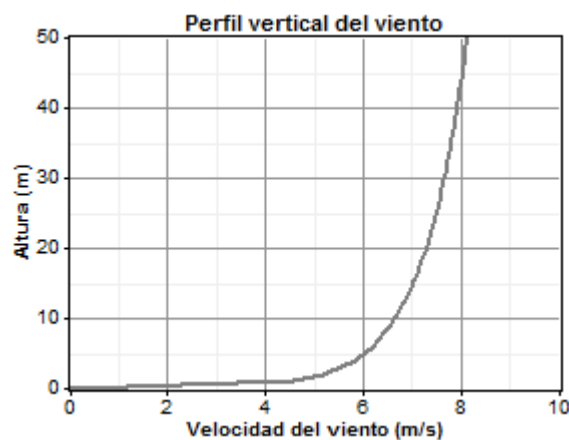


Figura 22 - Perfil vertical del viento en Guadalupe según el método logarítmico. Fuente: HOMER

4.4.5 Densidad del aire

Como ya se ha comentado en numerosas ocasiones, la densidad del aire disminuye con la altitud. Como nuestra comunidad objetivo, Guadalupe, se encuentra a una gran altitud, 4322.9m, la densidad será mucho menor que la densidad al nivel del mar.

Aunque la densidad también varía con la temperatura y la presión, para todos los cálculos se va a considerar que la densidad varía únicamente en función de la altitud del lugar según la siguiente relación (el desarrollo para la obtención de esta ecuación se puede consultar en el Anexo I):

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \left(1 - \frac{Bz}{T_0}\right)^{g/RB} \left(\frac{T_0}{T_0 - Bz}\right)$$

Donde:

ρ_0 = densidad del aire en condiciones estándar (1.225kg/m³)

T_0 = temperatura estándar (288.16 K)

z = altitud [m]

g = aceleración de la gravedad (9.81 m/s²)

R = constante específica del gas aire (287 J/kgK)

B = 0.0065 K/m

Con esta fórmula, que es la que HOMER implementa para sus cálculos, se considera un único valor de densidad media anual que depende únicamente de la altitud. A diferencia del informe de 3TIER que nos ofrecía una estimación de la densidad del aire distinta para cada mes del año.

Si sustituimos la altitud de Guadalupe, $z = 4322.9$ m, en la ecuación anterior obtenemos el ratio de densidad $\left(\frac{\rho}{\rho_0}\right)_{HOMER} = 0.646$. Por lo tanto la densidad media para Guadalupe es $\rho = 0.79135$ Kg/m³.

Esta es la densidad que va a utilizar HOMER para sus cálculos de densidad de potencia así como de potencia producida por el aerogenerador. Si se compara esta densidad con la propuesta por 3TIER para cada mes en Guadalupe se observa que las de 3TIER son algo menores, siendo 0.76 kg/m³ la media de éstas. Si utilizamos esta media de densidades obtenemos un ratio de densidades $\left(\frac{\rho}{\rho_0}\right)_{3TIER} = 0.6204$.

Esta diferencia es debida a que 3TIER tiene en cuenta las temperaturas estimadas de Guadalupe para la estimación de la densidad (4.1 °C de media), mientras que HOMER calcula la temperatura como una variable linealmente dependiente de la altura como se explica en el Anexo I. Al ser esta temperatura calculada por HOMER, -12.9°C, mucho

más baja que la de 3TIER, la densidad estimada por HOMER resulta mayor que la de 3TIER.

La densidad de 0.76 kg/m^3 es más acertada para su utilización en el cálculo de posteriores parámetros, sin embargo HOMER no deja la opción de introducir una densidad de aire. Por lo tanto, para los cálculos con HOMER se utilizará una densidad de 0.79 Kg/m^3 mientras que para los demás utilizaremos 0.76 Kg/m^3 .

4.4.6 Densidad energética del viento

Como se explicó en el apartado 3.2.2.2 la densidad de potencia eólica es la potencia del viento por unidad de superficie y se define de la siguiente forma:

$$DPE(v) = \frac{Pot_v(v)}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3$$

Donde:

$DPE(v)$ = densidad de potencia eólica a determinada velocidad v [W/m^3]

$Pot_v(v)$ = potencia del viento a la velocidad v [W]

ρ = densidad del aire [kg/m^3]

A = área de la sección considerada [m^2]

v = velocidad del viento [m/s]

Dada la distribución Weibull ajustada para el conjunto de datos de viento sintetizados por HOMER para un año obtenida anteriormente.

$$\frac{D_{viento}(v)}{A} = \frac{Pot_v(v)}{A} \cdot f(v) = \frac{1}{2A} \rho v^3 \cdot f(v)$$

Donde:

$f(v)$ = densidad de probabilidad para esa velocidad

D_{viento} = función potencialidad energética del viento, definida como el producto de la potencia por la densidad de probabilidad

Para calcular el valor de la potencia media anual del viento deberíamos integrar la ecuación anterior para todo el rango de velocidades posibles. Esta integral es muy complicada, por tanto se opta por dividir la variable continua velocidad de viento en intervalos, evaluar la ecuación anterior para cada intervalo y realizar el sumatorio de todos los resultados, es decir:

$$\frac{\overline{Pot_v}}{A} = \sum_{v=0}^{v=v_{max}} \frac{Pot_v(v)}{A} \cdot f(v)$$

Cuanto más pequeño se escoja el intervalo mayor precisión tendrá el resultado, en concreto se realizó el sumatoria con un intervalo de 1 m/s y se obtuvo $\frac{\overline{Pot_v}}{A} = 395.96 \frac{W}{m^2}$.

En realidad, con la ayuda de la función gamma y los parámetros k y c es posible integrar esa ecuación tan compleja de la siguiente forma [12]:

$$\frac{\overline{Pot_v}}{A} = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$$

Para el caso de Guadalupe el resultado es $\frac{\overline{Pot_v}}{A} = 396.01 \frac{W}{m^2}$. Resultado prácticamente igual al calculado por intervalos.

Si comparamos este resultado con el propuesto por 3TIER para la comunidad de Guadalupe, $388.4 W/m^2$ comprobamos que son también muy parecidos. Esto ayuda a pensar que el cálculo de los parámetros Weibull ha sido preciso.

4.4.7 Dirección predominante del viento

Para determinar la energía que puede generar un aerogenerador no basta con conocer la energía que tiene el viento únicamente sino que es importante conocer la dirección que lleva. Esto es, si la variabilidad en la dirección es muy grande, habrá muchos momentos en los que la turbina estará girando para posicionarse de frente al viento. Durante este movimiento, aunque el viento sea fuerte no habrá generación eléctrica por estar posicionándose la turbina.

Por otra parte, si se prevé colocar más de un aerogenerador, habrá que procurar que la estela de uno no afecte mucho a los otros, es decir, que los aerogeneradores se coloquen de tal forma que interfieran entre sí lo mínimo posible para optimizar la energía recibida. Para esto, es muy importante también conocer la dirección predominante del viento, y así colocar la hilera de aerogeneradores de forma perpendicular a esta dirección.

La herramienta Firstlook de 3TIER no proporciona datos de direcciones de viento ni rosas de viento. Estos datos se pueden pedir junto con un informe de evaluación de energía eólica [13], pero no son gratuitos.

Si la situación de Guadalupe fuera más cercana a Chile se podría utilizar el explorador eólico de Chile que sí proporciona rosas de viento.

Al no tener ninguna información sobre las direcciones predominantes del viento nos fijaremos en el terreno para la estimación de dichas direcciones predominantes. Como Guadalupe se sitúa en la intersección de dos valles, el del río Guadalupe y el de su afluente, el río Bonete, se va a suponer que las direcciones de viento predominantes

serán las direcciones de estos valles. En la Figura 23 se muestra la situación de los aerogeneradores respecto de ambos valles.



Figura 23 - Situación de los aerogeneradores respecto a los valles de los ríos. Fuente: Elaboración propia.

Suponemos de esta forma que la dirección predominante del viento será de noroeste a sureste o al revés. En general suponemos que los vientos provendrán del cuarto cuadrante hacia el segundo o del segundo hacia el cuarto de la rosa de vientos.

Supondremos por tanto que el aerogenerador no estará demasiado tiempo orientándose y por tanto no perderá demasiada potencia por el retraso debido a la orientación.

5 SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA

5.1 Disponibilidad limitada en Bolivia

Al igual que sucede con los escasos registros meteorológicos, la existencia de proveedores de equipos para la generación de energía eléctrica con recursos renovables es muy escasa en Bolivia. Desde el CINER se sugirió SIESA (Servicios Integrales de Energía S.A.), un proveedor de equipos eólicos, inversores, baterías etc. con el que ellos trabajan en Cochabamba.

5.2 Aerogenerador

5.2.1 Selección

Las principales características de los aerogeneradores disponibles en Bolivia para baja potencia se resumen en la siguiente tabla, Tabla 12.

	Air X	SW Whisper 100	SW Whisper 200	SW Whisper 500
Pot _N (potencia nominal) [W]	400	900	1000	3000
C _{GE} (coste adquisición) [€]	826.6	2810.4	3727.9	9368.9
d _r (diámetro rotor) [m]	1.15	2.1	2.7	4.5

Tabla 12 - Características de los cuatro aerogeneradores estudiados

De entre estos cuatro aerogeneradores se eligió el Whisper 500 para el sistema de Guadalupe

5.2.2 Justificación

5.2.2.1 Cálculo de los principales parámetros de decisión

En este estudio se va a determinar la producción energética anual de cada uno de los cuatro aerogeneradores para las condiciones de viento de la comunidad de Guadalupe y el coeficiente de potencia medio, C_p , de cada turbina. A continuación se va a calcular el coste total anual del sistema de una forma similar a como lo hace HOMER. Finalmente se divide ese coste anual entre la producción energética de cada turbina y así hemos estimado el COE, coste de energía, en €/kWh.

Aquella turbina que de un costo menor por kWh será la que se considere mejor para implementar en el sistema de Guadalupe.

Es necesario advertir que el resultado del costo por kWh no es para nada el real, puesto que se ha simplificado su cálculo al suponer una tasa real de interés y un ciclo de vida

iguales para todos los aerogeneradores. Además no se han tenido en cuenta los costes de otros componentes como baterías e inversores.

Este dato del coste por kWh es únicamente utilizado para diferenciar cuantitativamente entre los diferentes aerogeneradores y se calcula de la siguiente manera.

$$COE \text{ [€/kWh]} = \frac{\frac{C_{inic WT}}{N} + C_{myo WT}}{E_e} = \frac{C_{inic WT} + 0.1 \cdot C_{inic WT}}{E_e}$$

Donde:

COE = coste de la energía [€/kWh]

$C_{inic WT}$ = Coste inicial del aerogenerador [€]

$C_{myo WT}$ = Coste de mantenimiento y operación del aerogenerador [€]

N = Años del ciclo de vida del aerogenerador [20 años]

E_e = Energía eléctrica producida en un año [kWh]

En primer lugar es necesario obtener la distribución Weibull ajustada. Como se ha estudiado en el apartado 4.4.2, los parámetros Weibull de nuestra distribución son $k=1.720$ y $c=8.667$. Con estos parámetros se construye la función de densidad de probabilidad, $f(v)$.

Por otra parte, dadas las curvas de potencia de cada aerogenerador (proporcionadas por el fabricante), se tiene la potencia que genera el aerogenerador para cada velocidad de viento. Sin embargo, la curva proporcionada por el fabricante es para unas condiciones estándar de 15°C y 0 m sobre el nivel del mar. Debemos tener en cuenta que la densidad del aire en nuestro lugar, a 4322,9 msnm, es mucho menor y por lo tanto cambiará considerablemente la curva de potencia del aerogenerador.

Los fabricantes no suelen ofrecer curva de potencia para sus aerogeneradores a tanta altitud. Es necesario hacer una aproximación para tener una estimación de la curva de potencia a 4322,9 msnm utilizando el ratio de densidad de aire calculado en el apartado 4.4.5.

$$Pot_{e4322}(v) = Pot_{e0} \cdot \left(\frac{\rho}{\rho_0}\right)_{3TIER} = Pot_{e0}(v) \cdot 0.6204$$

Así, dada la distribución frecuencial y la curva de potencia a 4322.9 msnm para las diferentes velocidades, ya se pueden calcular las diferentes variables que se usan para seleccionar el aerogenerador más adecuado.

En primer lugar se halla la potencia del viento para cada intervalo de velocidad de la siguiente manera:

$$Pot_v(v) = \frac{1}{2} A \rho v^3$$

A continuación se calcula la potencialidad energética del viento multiplicando la potencia del viento en cada intervalo por su densidad de probabilidad.

$$D_{viento}(v) = Pot_v(v) \cdot f(v)$$

Al igual que la potencialidad energética del viento, se calcula para cada intervalo de velocidad la potencialidad eléctrica en bornes del generador:

$$D_{eléc}(v) = Pot_{e4322}(v) \cdot f(v)$$

Con estos dos datos se calcula el coeficiente de potencia C_p para cada intervalo. El coeficiente de potencia indica la eficiencia con la que el aerogenerador convierte la potencia del viento en potencia eléctrica en cada intervalo de velocidad.

De este modo se genera una tabla como la de la Tabla 13 para la Whisper 500, para cada turbina en la cual se encuentran calculados estos parámetros para cada intervalo de velocidades.

PDF			CDF	Potencia			Potencialidad			Cp
v [m/s]	v [m/s]	f (v)	F(v)	Pot. Eléctrica (curva del generador) [kW]	Pot eléctrica corregida (curva del generador a 4322,9 m) [kW]	Pot. Del viento [kW]	Potencialidad eléctrica en bornes del generador [W]	Potencialidad energética del viento [W]	Densidad de potencia disponible por área (DPE) [W/m^2]	Coeficiente de potencia, CP
0	1	0,0409	0,0241	0,0000	0,0000	0,0060	0,0000	0,2472	0,0155	0,0000
1	2	0,0637	0,0771	0,0000	0,0000	0,0483	0,0000	3,0808	0,1937	0,0000
2	3	0,0787	0,1489	0,0000	0,0000	0,1632	0,0000	12,8396	0,8073	0,0000
3	4	0,0873	0,2324	0,2720	0,1687	0,3868	14,7317	33,7668	2,1231	43,6277
4	5	0,0906	0,3217	0,5500	0,3412	0,7555	30,9086	68,4310	4,3027	45,1675
5	6	0,0895	0,4121	0,8780	0,5447	1,3054	48,7660	116,8701	7,3483	41,7267
6	7	0,0851	0,4997	1,2590	0,7811	2,0730	66,4972	176,4812	11,0964	37,6795
7	8	0,0784	0,5816	1,6960	1,0522	3,0943	82,4716	242,5356	15,2497	34,0039
8	9	0,0702	0,6560	2,1760	1,3500	4,4058	94,7085	309,0895	19,4343	30,6411
9	10	0,0612	0,7217	2,6660	1,6540	6,0436	101,2674	370,0294	23,2660	27,3674
10	11	0,0522	0,7784	3,0650	1,9015	8,0441	99,2878	420,0203	26,4092	23,6388
11	12	0,0436	0,8262	3,2810	2,0355	10,4434	88,7224	455,1951	28,6209	19,4911
12	13	0,0357	0,8658	3,3260	2,0635	13,2779	73,5858	473,5096	29,7724	15,5405
13	14	0,0286	0,8979	3,2610	2,0231	16,5837	57,9188	474,7657	29,8514	12,1994
14	15	0,0226	0,9234	3,1280	1,9406	20,3973	43,7997	460,3676	28,9461	9,5141
15	16	0,0175	0,9433	2,9570	1,8345	24,7547	32,0817	432,9049	27,2193	7,4108
16	17	0,0133	0,9587	2,7690	1,7179	29,6924	22,8916	395,6633	24,8777	5,7856

17	18	0,0100	0,9703	2,5610	1,5888	35,2465	15,8743	352,1514	22,1419	4,5078
18	19	0,0074	0,9789	2,3280	1,4443	41,4533	10,6512	305,7058	19,2216	3,4841
19	20	0,0054	0,9852	2,0760	1,2880	48,3491	6,9049	259,2081	16,2980	2,6639
20	21	0,0038	0,9898	1,7610	1,0925	55,9701	4,1953	214,9235	13,5135	1,9520
21	22	0,0027	0,9930	1,4470	0,8977	64,3527	2,4335	174,4467	10,9685	1,3950
22	23	0,0019	0,9953	1,1320	0,7023	73,5330	1,3250	138,7342	8,7231	0,9551
23	24	0,0013	0,9969	0,8170	0,5069	83,5473	0,6564	108,1931	6,8028	0,6067
24	25	0,0009	0,9979	0,0000	0,0000	94,4319	0,0000	82,7989	5,2061	0,0000
25	26	0,0006	0,9987	0,0000	0,0000	106,2230	0,0000	62,2215	3,9122	0,0000
26	27	0,0004	0,9991	0,0000	0,0000	118,9569	0,0000	45,9409	2,8886	0,0000
27	28	0,0003	0,9995	0,0000	0,0000	132,6700	0,0000	33,3452	2,0966	0,0000
28	29	0,0002	0,9997	0,0000	0,0000	147,3983	0,0000	23,8039	1,4967	0,0000
29	30	0,0001	0,9998	0,0000	0,0000	163,1782	0,0000	16,7200	1,0513	0,0000
30	31	0,0001	0,9999	0,0000	0,0000	180,0460	0,0000	11,5603	0,7269	0,0000
31	32	0,0000	0,9999	0,0000	0,0000	198,0380	0,0000	7,8706	0,4949	0,0000
32	33	0,0000	1,0000	0,0000	0,0000	217,1902	0,0000	5,2784	0,3319	0,0000

Tabla 13 - Valores de $f(v)$, $F(v)$, curva de potencia eléctrica del aerogenerador, curva de potencia eléctrica del aerogenerador a 4322.9 msnm, potencia del viento, potencialidad del viento y en bornes del generador, densidad de potencia del viento intervalos y coeficiente de potencia para intervalos de 1m/s para el Whisper 500. Fuente: elaboración propia.

Calculados los datos para los cuatro aerogeneradores se realizó una comparación de los C_p de dichos aerogeneradores en intervalos de 1 m/s,

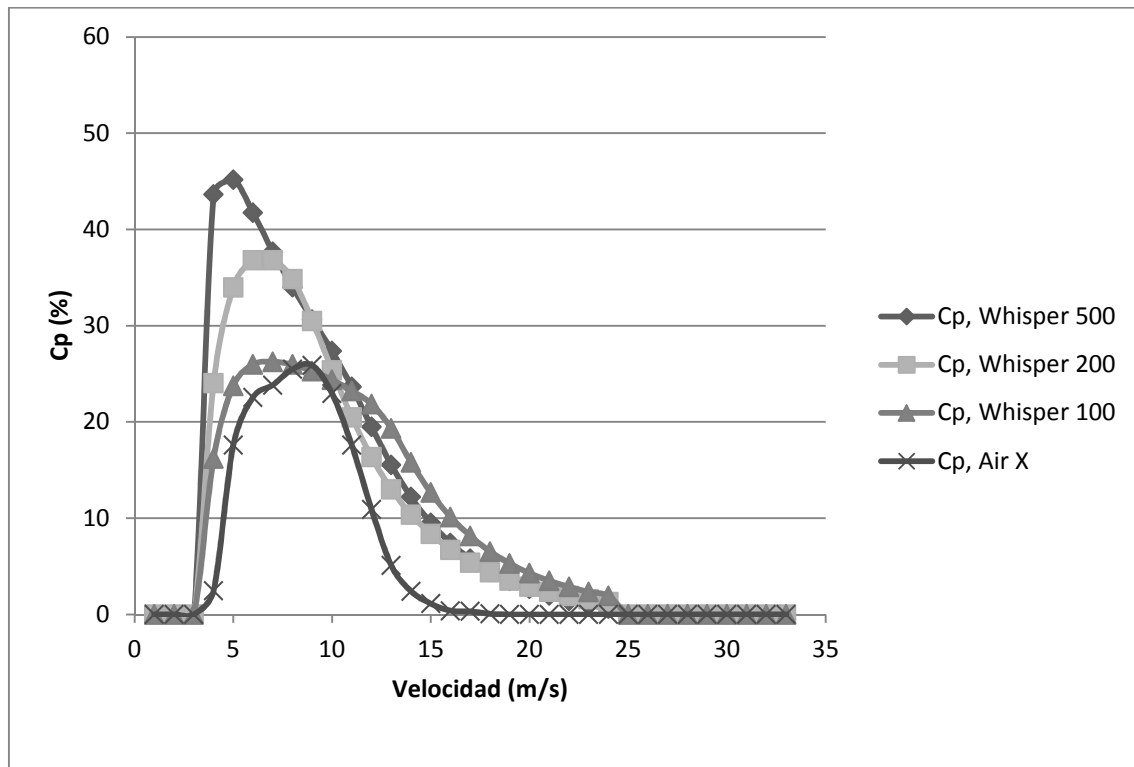


Figura 24 - Comparación C_p de los distintos aerogeneradores. Fuente: elaboración propia.

En la Figura 24 se observa como el mayor C_p es el de la turbina más grande, la Whisper 500. Para realizar una mejor comparación entre aerogeneradores se calcularon los valores medios anuales de C_p , COE y otros parámetros que se explican a continuación.

Parámetro	Abreviación y unidades	Fórmula
Potencia media	$\overline{Pot}_{e4322} [W]$	$\sum_{v=0}^{v_{\max}} Pot_{e4322}(v) \cdot f(v)$
Energía eléctrica anual	$E_e [kWh/año]$	$E_e = \overline{Pot}_{e4322} \cdot \frac{8760}{1000}$
Energía anual del viento	$E_v [kWh/año]$	$E_v = \overline{Pot}_v \cdot \frac{8760}{1000}$
Horas equivalentes	Heq [horas]	$Heq = \frac{E_e}{Pot_N}$
Coefficiente de potencia medio	$\overline{C_p} [\%]$	$\overline{C_p} = \frac{\overline{Pot}_{e4322}}{\overline{Pot}_v}$
Coefficiente de potencia máximo	$C_{p\max} [\%]$	$C_{p\max} = \max\{C_p(v)\}$
Factor de capacidad	f_{cap}	$f_{cap} = \frac{\overline{Pot}_{e4322}}{Pot_N}$
Rendimiento medio	$\bar{\eta} [\%]$	$\bar{\eta} = \frac{\overline{C_p}}{0.593}$

Coste anual	$C_{an} [€]$	$C_{an} = \frac{C_{inic WT}}{N} + C_{myo WT}$
Coste de energía	$COE [€/kWh]$	$COE = \frac{C_{an}}{E_e}$

Tabla 14 - Fórmulas para el cálculo de los parámetros empleados para la selección del aerogenerador. Fuente: elaboración propia

Los resultados obtenidos para cada parámetro y cada aerogenerador quedan recogidos en la siguiente tabla:

	Air X	Whisper 100	Whisper 200	Whisper 500
$\overline{Pot}_{e4322} [W]$	31,04	195,05	294,62	899,68
$E_e [kWh/año]$	271,93	1708,66	2580,84	7881,19
Heq [horas]	679,82	1898,52	2580,84	2627,06
$\overline{C_p} [\%]$	7,57	14,27	13,04	14,34
$C_{pmax} [\%]$	25,87	26,25	36,83	45,17
f_{cap}	0.078	0.217	0.295	0.3
$\overline{\eta} [\%]$	12,77	24,07	21,99	24,18
$C_{an} [€]$	123,986	421,559	559,188	1405,343
$COE [€/kWh]$	0,456	0,247	0,217	0,178

Tabla 15 - Valores de los parámetros empleados para la selección del aerogenerador. Fuente: elaboración propia.

A la vista de la Tabla 15 se aprecia lo que ya habíamos comentado, el mayor C_p es el del aerogenerador Whisper 500. Por lo tanto es el que mejor aprovechamiento del recurso eólico consigue en ese lugar. Sin embargo, vemos como el Whisper 100 tiene un C_p muy cercano al del Whisper 500.

En cuanto al COE, el kWh más barato nos resulta con el Whisper 500. Por lo tanto elegimos para este proyecto el aerogenerador Whisper 500 por ser el que mayor coeficiente de potencia presenta junto con un menor coste de energía para la localización estudiada de Guadalupe.

5.2.2.2 Curvas de potencia del aerogenerador

A continuación, en la Figura 25, se representan las curvas características del aerogenerador escogido, Whisper 500. En concreto se muestra la curva de generación eléctrica a 4322.9 msnm, la potencia del viento que atraviesa el área del rotor y el coeficiente de potencia para intervalos de velocidades de 1m/s.

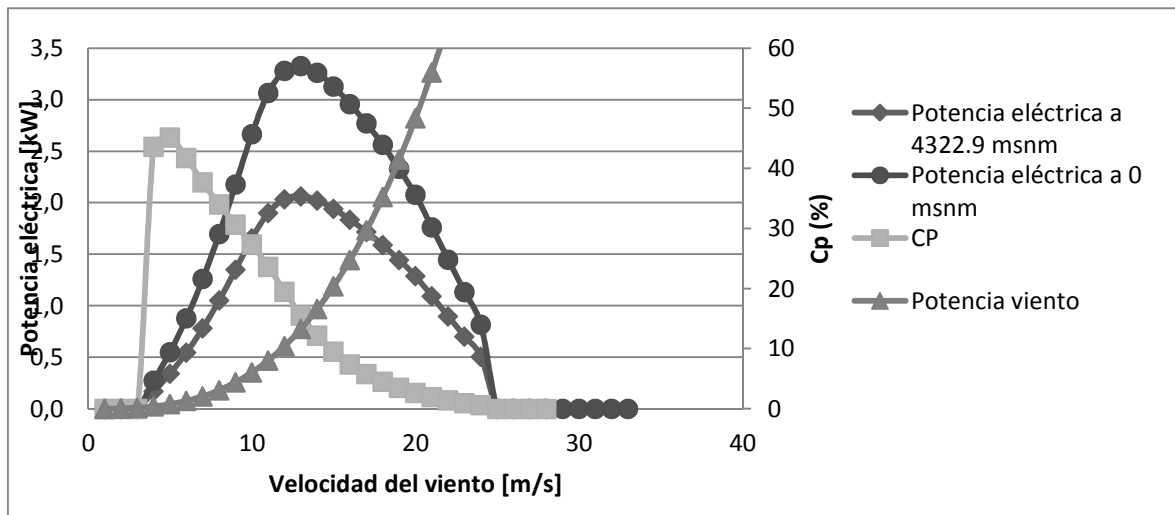


Figura 25 - Cp, potencia eléctrica en bornes a 4322.9 msnm y potencia del viento respecto a la velocidad del viento para el Whisper 500. Fuente: elaboración propia

5.3 Baterías

5.3.1 Selección

Se decidió utilizar baterías de plomo ácido por ser más baratas y versátiles. Se pidieron a SIESA los precios actuales de las baterías de mayor capacidad que tenían en su catálogo. SIESA ofreció estos tipos de batería.

Trojan TE35-GEL

Trojan L16REA

Trojan L16RE-2V

De entre estos tipos de baterías se escogió la Trojan L16RE-2V

5.3.2 Justificación

La selección del tipo de baterías se debe realizar teniendo en cuenta el conjunto del sistema así como el tipo de funcionamiento del mismo. No se debe realizar una elección del tipo de batería de forma aislada.

Sin embargo, debido al pequeño grupo de baterías de gran capacidad ofertadas resulta más sencilla la selección.

Para las tres baterías disponibles se realizó una estimación del número de baterías necesarias para el sistema. Se calculó de la siguiente forma:

$$N_{bat} = \frac{d \cdot DA}{C_N \cdot DOD_{max} \cdot F_t \cdot U_N} (C_s)$$

Donde:

d = Demanda eléctrica diaria [Wh/día]

DA = Días de autonomía del banco de baterías [días]

C_N = Capacidad nominal del banco de baterías [Ah]

DOD_{max} = Profundidad de descarga máxima de las baterías

F_t = Factor de corrección de temperatura para la capacidad de la batería

C_s = Coeficiente de seguridad

U_N = Tensión nominal de la batería [V]

Se escoge como criterio una tensión de bus de 24 V por la mayor facilidad a la hora de encontrar inversores, rectificadores y controladores de carga para esa tensión. Se van a calcular el número de baterías para 0,5, 1 y 1.5 días de autonomía. El factor de temperatura empleado es el de 4 °C (véase hoja de características en el Anexo VI). El $C_s = 1.1$ y la demanda $d = 75346$ Wh/día (ver apartado 4.3.4).

	Cn(Ah)	DODmax	Ft	Un(V)	Cs	DA (días autonomía)	Numero baterías	Cuerdas en paralelo (24V)	Coste unitario [€]	Coste inicial [€]
Trojan L16RE-2V	1110	0,8	0,825	2	1,1	0,5	24,4	2,0	355,00	8645,29
						1	48,7	4,1	355,00	17290,57
						1,5	73,1	6,1	355,00	25935,86
Trojan L16REA	325	0,8	0,775	6	1,1	0,5	29,5	7,4	310,00	9149,21
						1	59,0	14,8	310,00	18298,41
						1,5	88,5	22,1	310,00	27447,62
Trojan TE35-GEL	210	0,5	0,85	6	1,1	0,5	66,6	16,7	250,00	16658,22
						1	133,3	33,3	250,00	33316,43
						1,5	199,9	50,0	250,00	49974,65

Tabla 16 - Comparación de los distintos tipos de baterías. Fuente: Elaboración propia

Inicialmente podemos eliminar la batería Trojan TE35-GEL puesto que el número de baterías que se necesitan para una autonomía de 12 horas es ya muy elevado. Se necesitarían unas 68 baterías con 17 líneas en paralelo. Anteriormente se ha comentado que el límite máximo de líneas el paralelo ronda las 8 líneas. La única ventaja que tiene este tipo de baterías es que es de tipo GEL y su mantenimiento es mucho más barato.

La elección se encuentra entonces entre la Trojan L16RE-2V y la Trojan L16REA. El número de baterías necesario para cada autonomía requerida es bastante parecido en ambas, si bien es verdad que el número de cuerdas en paralelo para una tensión de bus de 24V es menor en la L16RE-2V debido a la menor tensión de salida, U_N .

Para la elección entre estos dos tipos de batería hemos utilizado un criterio económico semejante al utilizado en los aerogeneradores. Sólo que en este caso es necesario

calcular únicamente el coste inicial de las baterías. Esto es así puesto que se realizan las siguientes suposiciones:

- a) Se estiman casi idénticos los costes de mantenimiento por tratarse de baterías de plomo ácido ambos tipos. Si bien es verdad que será más costoso el mantenimiento de las Trojan L16REA debido únicamente a que hay un número mayor de estas.
- b) Se considera el tiempo de ciclo de vida es el mismo en ambos tipos de baterías porque en las hojas de características se han escogido unas $DOD_{m\acute{a}x}$ que corresponden en ambas a 1000 ciclos de carga y descarga.
- c) El coste de remplazamiento ocurrirá por tanto en el mismo momento y al considerar una tasa de interés real igual para ambos tipos de baterías se consideran parecidos para ambas baterías. En todo caso el coste de remplazamiento del banco de baterías Trojan L16REA será mayor que el de las Trojan L16RE-2V por serlo también el coste inicial.

De esta forma podemos basar la elección en el banco de baterías con menor coste inicial, es decir, se elige la Trojan L16RE-2V. Además de un menor coste inicial tendremos un menor número de cuerdas en paralelo, un menor coste de mantenimiento y un menor coste de remplazamiento.

5.4 Grupo electrógeno

5.4.1 Selección

Teniendo en cuenta la demanda para la zona de Guadalupe se consideraron dos grupos electrógenos de una potencia cercana al pico de demanda ofertados en Bolivia por un distribuidor de la empresa FG-Wilson:

FG-Wilson P11-6S (10kW)

FG-Wilson KDE 19 EA (13kW)

Para la simulación y optimización con HOMER se utilizaron ambos grupos electrógenos. Para la simulación con MATLAB únicamente se tuvo en cuenta el de 10kW.

5.4.2 Justificación

La elección de estos dos grupos se basó en la disponibilidad en Bolivia gracias a un distribuidor autorizado.

La elección del rango de potencia se basó en que se desea cubrir por completo la demanda, por tanto, es conveniente que el grupo electrógeno pueda cubrir por completo

la demanda máxima con independencia de la existencia de recurso eólico o energía almacenada en las baterías. Por eso era necesario que la potencia nominal del grupo electrógeno superara el pico de demanda, 10,8 kW.

El primer grupo electrógeno no supera el máximo pico de demanda, pero es muy difícil que se de un pico de demanda mayor de 10kW y que coincida con las baterías descargadas y nada de recurso eólico. Además, según las hojas de características puede proporcionar 11kW en una situación de emergencia.

Básicamente la elección de estos dos sistemas se pensó para que en una situación de sistema híbrido saliera como óptimo el de 10kW y en una situación de un único grupo electrógeno siguiendo a la demanda saliera como óptimo el de 13 kW.

5.5 Inversor

5.5.1 Selección

Los inversores que se estudiaron y de los cuales se tenían datos de los precios en Bolivia fueron los siguientes:

VICTRON ENERGY Inversor 24V/2000W

VICTRON ENERGY Inversor 24V/3000W

VICTRON ENERGY Inversor 24V/5000W

Se utilizaron el de 3kW y el de 5kW para la simulación con HOMER

5.5.2 Justificación

Eran necesarios inversores con tensión continua de 24 V y onda de salida sinusoidal de 230 V y 50 Hz. Los tres tipos de inversores seleccionados cumplían con esas características.

El inversor de 2kW se eliminó del estudio por ser de menor potencia nominal que un sólo aerogenerador.

La selección de la potencia nominal necesaria de los inversores no se pudo realizar hasta después de realizar la simulación con HOMER. La potencia del inversor necesaria depende totalmente de la potencia de los aerogeneradores instalados. El único requisito que debe cumplir es que sea mayor que la potencia máxima generada por los aerogeneradores.

Por lo tanto hasta conocer el número de aerogeneradores instalados no se puede elegir el inversor. Esta elección se realizará en apartados posteriores.

5.6 Inversor bidireccional (inversor-rectificador)

5.6.1 Selección

En primer lugar es necesario aclarar que no se va a estudiar la opción de colocar un inversor con un rectificador en paralelo en lugar de un único aparato bidireccional que realiza las dos funciones al mismo tiempo.

Se ha decidido utilizar un inversor bidireccional puesto resulta más barato que dos aparatos independientes (inversor y rectificador) y su mantenimiento y control es mucho más sencillo.

Los inversores bidireccionales que se estudiaron fueron los siguientes:

Victron energy Quattro 24V/5000W/120A

Victron energy Quattro 24V/3000W/70A

Igual que con los inversores, se utilizaron dos para la simulación con HOMER, el Victron energy Quattro 24V/5000W/120A y el Victron energy Quattro 24V/3000W/70A.

5.6.2 Justificación

Era necesario un inversor bidireccional con salida en DC de 24 V.

A parte de éste, los dos únicos criterios que se siguieron a la hora de elegir los inversores fueron que tuvieran una capacidad de potencia parecida a la del generador diesel (10-13 kW) y que alcanzaran la máxima corriente de carga de las baterías (110A).

Se dejó que HOMER eligiera los inversores conectados en paralelo necesarios para cada generador diesel. El criterio de máxima intensidad de carga quedará siempre satisfecho al necesitar al menos dos aparatos en paralelo.

La elección final se realiza en apartados posteriores.

5.7 Controladores y reguladores de baterías

Siempre va a ser necesario algún tipo de controlador del sistema para todos y cada uno de los sistemas aislados estudiados. Por ejemplo, en ocasiones será necesario un regulador de baterías, en el caso de un único generador diesel necesitaremos disponer de un controlador para que el generador siga correctamente la demanda etc.

Sin embargo, no se va a tener en cuenta el estudio de los costes de estos componentes necesarios para cada configuración estudiada, debido a que se suponen de un precio barato y similar para todos los sistemas. Además, la mayoría de controladores de cada componente están incluidos en estos, como el caso del controlador del grupo diesel o el

de los aerogeneradores. Por tanto se desprecian los costes debidos a posibles controladores adicionales.

Únicamente se concretarán los aparatos de control para la solución final escogida.

En cuanto al controlador de carga de las baterías está integrado en el inversor bidireccional.

6 SIMULACIÓN 1: DIMENSIONAMIENTO Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO DIESEL CON INVERSOR UNIDIRECCIONAL CON HOMER

A continuación se detallan todas las variables de entrada, restricciones y elecciones realizadas para simular, dimensionar y optimizar el sistema híbrido eólico-diesel con inversor unidireccional mediante la herramienta HOMER.

6.1 Configuración del sistema

Se va a escoger una configuración del sistema parecida a la configuración en paralelo definida en el apartado 2.2.5.3. Se va a considerar una única carga en el bus de AC que será alimentada mediante el generador diesel directamente o mediante los aerogeneradores y/o baterías a través de un inversor.

Los aerogeneradores por tanto incorporarán un rectificador para adaptar a corriente continua la forma de onda generada. Estos podrán, o bien cargar la batería, o bien satisfacer la demanda por medio de un inversor.

En primer lugar se va a estudiar el sistema sin un rectificador o inversor de doble dirección que permita cargar las baterías mediante el generador diesel. Más adelante (apartado 7) se estudiará también esta configuración.

6.2 Restricciones

Ya que se tiene un grupo electrógeno que puede asegurar el cubrimiento de la demanda por completo en los picos de potencia, se va a exigir un LPSP (loss of power supply probability) del 0%. Es decir, se considera que abastecer el 100% de la demanda es una restricción fundamental.

Este hecho mejorará enormemente la calidad de vida de la población puesto que la red actual es altamente inestable. Además, será de especial utilidad para mantener el suministro a los equipos más importantes de la clínica.

Se van a introducir otras dos restricciones relacionadas con la reserva operativa. La reserva operativa es un parámetro definido por HOMER que tiene en cuenta la energía sobrante en cada hora. Para el cálculo de este parámetro horario se utilizan los valores de potencia eólica generada, estado de las baterías y demanda. Para ello se considera una posible disminución de la reserva operativa del 10% por parte de la demanda y un 50 % por parte de la potencia de viento.

Es decir, el sistema debe cubrir la demanda sin problema si de repente se produce un aumento del 10% en la demanda junto con una caída de la potencia del aerogenerador de un 50%.

6.3 Control del sistema

Se va a simular en intervalos de 60 minutos.

Hay una casilla importante que vamos a marcar, es la de permitir la posibilidad de que los generadores operen simultáneamente.

HOMER propone dos estrategias de control del sistema según el funcionamiento del generador diesel:

- a) *Cycle charging* (ciclo cargador): Con esta opción el generador siempre que opera lo hace a potencia nominal, de modo que abastece la demanda y la energía sobrante se almacena en las baterías. Por lo tanto para esta estrategia será necesario incorporar un rectificador o un inversor de doble dirección. Se corresponde con la configuración en paralelo descrita en el apartado 2.2.5.3.
- b) *Load following* (Seguimiento de la demanda): El generador diesel únicamente genera la potencia necesaria para abastecer la demanda. No es posible cargar las baterías con el generador diesel. Por tanto carece de sentido incorporar un rectificador o un inversor de doble dirección si se escoge esta estrategia de control. Se corresponde también con un sistema en paralelo por que el generador diesel y el inversor pueden trabajar al mismo tiempo para cubrir la demanda. Sin embargo en este caso el generador diesel no puede cargar las baterías.

En esta primera simulación se va a estudiar la forma más sencilla de control de sistema, *load following*, se considera por tanto un sistema en el que el generador diesel únicamente genera la potencia necesaria para cubrir la demanda. Es decir, no existe la posibilidad de cargar las baterías mediante el generador diesel.

6.4 Parámetros económicos

Para el cálculo del coste anual de la instalación y del coste de energía (COE) es necesario introducir unos parámetros económicos:

- a) Tasa de interés real anual: Se trata aproximadamente de la tasa de interés nominal menos la tasa de inflación anual. Se han utilizados los valores de la tasa de interés real anual publicados por el Banco Mundial. Dado que se trata de un valor difícilmente predecible, se ha utilizado una media de los últimos 5 años publicados de Bolivia, del 2006 al 2011. Los valores en orden cronológico son 5.1, 3.2, 15.1, -5.2. La media obtenida es 3.84.
- b) Vida del proyecto: se considera una vida del proyecto de 20 años, que es el horizonte hasta el cual se ha proyectado la demanda y al mismo tiempo coincide con el tiempo de vida de los aerogeneradores.

6.5 Demanda

La demanda utilizada es la proyectada en el apartado 4.2 para el año 20 tras la instalación del sistema. Se introducen los datos horarios de demanda de un día promedio.

Adicionalmente, se introducen unos valores de variación aleatoria de la demanda del 5% de un día a otro y del 10% de una hora a otra. De esta forma obtenemos unos datos de demanda más realistas en lugar de un perfil diario repetido en el tiempo.

Obtenemos así una demanda con una apariencia bastante real, como se aprecia en la siguiente figura.

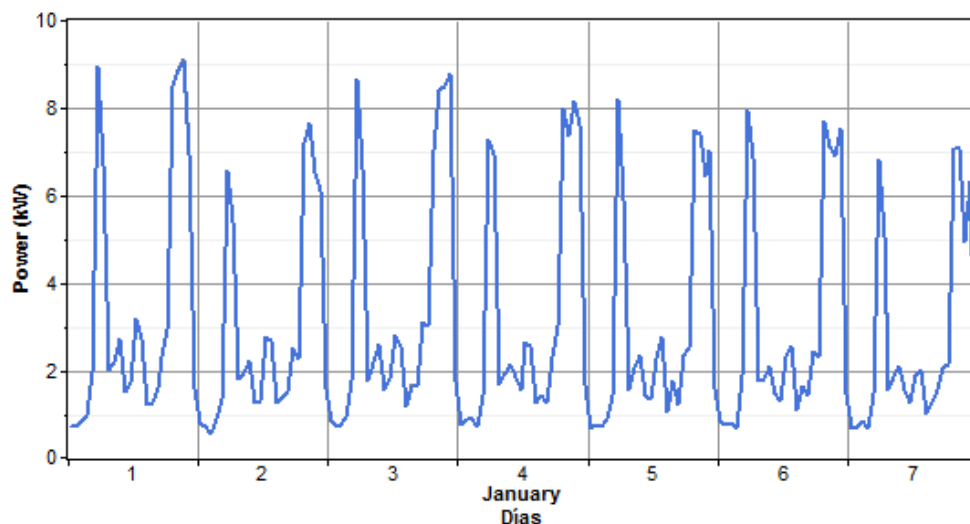


Figura 26 - Perfil de demanda diaria para la primera semana de Enero. Fuente: HOMER

Se podría considerar la demanda algo mayor por tener en cuenta las pérdidas en los conductores de distribución hasta los puntos de consumo. Estas pérdidas serán mínimas así que no las consideramos para la estimación de la demanda.

6.6 Recurso eólico

Introducimos el recurso eólico tal y como se ha explicado en el apartado 4.4.1 para la síntesis de los datos horarios de viento.

6.7 Componentes del sistema híbrido eólico-diesel

6.7.1 Aerogeneradores

Se va a utilizar el aerogenerador Southwest Windpower Whisper 500, como se definió en el apartado 5.2. Las hojas de características del modelo se encuentran en el Anexo V.

A continuación se muestra un resumen de los parámetros introducidos referentes al aerogenerador:

	Valor	Comentarios
Coste inicial [€]	10 774	Hallado como 1.15 veces el coste del aerogenerador. El 15% adicional se supone por el transporte, adecuación del terreno y construcción de la torre.
Coste de replazamiento [€]	9 369	Se considera igual al coste de adquisición, el transporte e instalación se consideran incluidos en la operación y mantenimiento
Coste de operación y mantenimiento [€/año]	47	Se considera como el 10% del coste de adquisición repartido para los 20 años de vida útil
Vida útil [años]	20	La vida útil del aerogenerador se sitúa en 25 años, pero debido a las condiciones meteorológicas de la zona se estima en 20. La gran radiación, el polvo y el difícil mantenimiento reducirán la vida útil.
Altura del buje [m]	21.3	Southwest Windpower ofrece 3 tipos de torres para el generador Whisper 500, de 30, 42 y 70 pies. Se eligió el de 70 pies que equivale a unos 21 m.
Curva de potencia		Se introduce la curva de potencia del aerogenerador en condiciones estándar. HOMER se encargará de ajustarla para la altitud de 4322.9 msnm mediante el ratio de densidades, como se explica en el - Obtención de la densidad del aire en función de la altura sobre el nivel del mar Anexo I.
Intervalos a simular	De 0 a 10 aerogeneradores de 1 en s	HOMER simulará de 0, 1, 2, 3... hasta 10 aerogeneradores y escogerá la opción de menor coste actual neto y por tanto menor COE. Mediante la opción con 0 aerogeneradores vamos a poder evaluar el coste de un sistema con generador diesel como existe hasta el momento y con diesel y baterías, que sería otra alternativa.

Tabla 17 - Parámetros del aerogenerador para la simulación con HOMER

6.7.2 Banco de baterías

Se va a utilizar la batería Trojan L16RE-2V, como de definió en el apartado 5.3. Las hojas de características del modelo se encuentran en el Anexo VI.

A continuación se muestra una tabla con los parámetros introducidos en HOMER referentes al banco de baterías.

	Valor	Comentarios
Valor unitario [€]	355	Hallado como 1.15 veces el coste del aerogenerador. El 15% adicional se supone por el transporte, adecuación del terreno e instalación.
Coste de replazamiento [€]	301.75	Se considera igual al coste de adquisición, el transporte e instalación se consideran incluidos en la operación y

		mantenimiento
Coste de operación y mantenimiento [€/año]	0.75	Se considera como el 2% del coste de adquisición repartido para los 8 años de vida útil
Capacidad nominal [Ah]	1110	Capacidad nominal de la batería para una descarga de 20 horas. Proporcionado por el fabricante (ver Anexo VI)
Tensión nominal [V]	2	Proporcionado por el fabricante (ver Anexo VI)
Eficiencia global [%]	85	Eficiencia de la batería. Considerada como la energía que proporciona en su descarga entre la energía que se introduce en su carga. Al no darla el fabricante se considera un valor usual del 85%.
Mínimo estado de carga [%]	20	Según la gráfica proporcionada por el fabricante una profundidad máxima de descarga de 80% asegura unos 1000 ciclos de carga y descarga de vida.
Tiempo de vida útil en flotación [años]	8	Se trata de un tiempo de vida aproximado con independencia de los ciclos de carga y descarga. Para baterías de electrolito líquido se encuentra entre 5 y 10. Suponemos 8 por encontrarse en un lugar con bajas temperaturas, lo que ralentiza las reacciones químicas y alarga el tiempo de vida.
Máxima velocidad de carga [A/Ah]	0.1	Generalmente proporcionada por el fabricante. Al no darla, se considera un valor típico para baterías de electrolito líquido de 0.1.
Máxima corriente de carga [A]	110	Generalmente proporcionada por el fabricante. Al no darla, se escoge un valor típico ($C_N/10$).
Energía total almacenada a lo largo de la vida útil [kWh]	2056	Es el valor sugerido por HOMER ¹ según la curva de vida (ciclos frente a DOD) que se le introduce.
Curva de capacidad (capacidad frente a corriente de descarga)		Se introduce la curva de la hoja de características (ver Anexo VI)
Curva de vida (ciclos frente a profundidad de descarga)		Se introducen los datos de la curva proporcionados por el fabricante en la hoja de características (ver Anexo VI)
Número de baterías conectadas en serie (baterías por cuerda)	12	Necesitamos 12 baterías de 2 V cada una para conseguir un bus de DC de 24 V.
Intervalos a simular	De 0 a 5 cuerdas en intervalos de 1 en 1	Con el caso de 0 cuerdas podremos estudiar los costes de un sistema eólico-diesel sin almacenamiento de energía, un sistema diesel sin almacenamiento y un eólico sin almacenamiento. 2 cuerdas equivaldría a 0.5 días de autonomía tal como se calculó en el apartado 5.3

Tabla 18 - Parámetros introducidos en HOMER referentes al banco de baterías. Fuente: elaboración propia.

¹ HOMER sugiere un valor de energía total almacenada a lo largo de su vida útil calculando la media de los valores de energía calculados para cada profundidad de descarga como $Q = cf \cdot DOD \cdot \frac{C_N \cdot U_N}{1000}$

6.7.3 Grupo electrógeno

Se simularon dos grupos electrógenos abiertos de la misma marca pero diferente potencia nominal. Todos ellos monofásicos. Los modelos estudiados son el FGWILSON P11-6S (10kW) y el FGWILSON P14-6S (13kW).

	Valor	Comentarios
Potencia [kW]	10 13	Aun siendo 10.8 kW la máxima demanda de la zona. Es posible que no sea necesaria una potencia nominal superior a este al trabajar en paralelo con el inversor.
Coste inicial [€]	5667 6660	Hallado como 1.2 veces el coste del generador. El 20% adicional se supone por el transporte, adecuación del terreno y el coste del depósito.
Coste de replazamiento [€]	4928 5550	Se considera igual al coste de adquisición, el transporte e instalación del replazamiento se consideran incluidos en la operación y mantenimiento
Coste de operación y mantenimiento [€/hora]	0.074 0.083	Se considera como el 30% del coste de adquisición repartido para las 20000 horas de vida útil.
Vida útil [horas]	20000	La vida útil del generador se sitúa en 20000 horas. Es un dato típico para grupos electrógenos con mantenimiento medio.
Ratio de carga mínimo [%]	30	Porcentaje de carga respecto de la nominal a la que se le permite trabajar. A menos carga no se le permitirá porque baja enormemente la eficiencia.
Tipo de combustible	Diesel	Diesel y la gasolina son los combustibles más sencillos de conseguir en Bolivia. Los grupos diesel son algo más caros pero tienen una mayor vida útil y mejor eficiencia.
Curva de eficiencia		Se deja la que HOMER utiliza por defecto.
Horario de uso del grupo	Optimizado	Se especifica que HOMER elija cuando utilizar el generador buscando la simulación más óptima
Emisiones		Se dejan los parámetros por defecto definidos por HOMER
Valores (intervalos) a simular [kW]	0, 10 y 13	Se introducen los intervalos que coinciden con la potencia nominal de los grupos electrógenos cuyos datos conocemos.

Tabla 19 - Parámetros introducidos en HOMER referentes al grupo electrógeno. Fuente: elaboración propia.

6.7.4 Inversor

Para la simulación se tuvieron en cuenta dos inversores: Victron Energy Phoenix 24/3000VA y Victron Energy Phoenix 24/5000VA. También se consideramos sus posibles conexiones en paralelo para aumentar su potencia nominal.

	Valor	Comentarios
Potencia nominal [kW]	3 5	Proporcionada por el fabricante. En la hoja de características se indican kVA pero se considera carga prácticamente resistiva con el factor de potencia corregido y próximo a 1.
Coste inicial [€]	2082 3470	Hallado como 1.15 veces el coste del inversor. El 15% adicional se supone por el transporte e instalación.
Coste de replazamiento [€]	1810 3017	Se considera igual al coste de adquisición.
Coste de operación y mantenimiento [€/año]	0 0	No se consideran costes de mantenimiento en el inversor.
Vida útil [años]	10 10	Normalmente la proporciona el fabricante. Se considera una vida útil típica de 10 años.
Eficiencia [%]	80 80	Normalmente el fabricante proporciona una curva de eficiencia en función de la carga. En este caso únicamente conocemos la eficiencia máxima que es de 94 % para ambos modelos. Será el valor a carga nominal, como a menores cargas disminuye mucho la eficiencia, se considera un valor de 80%
Valores de los intervalos a simular [kW]	0, 9, 10 y 13	Se estudian los casos de tres inversores en paralelo de 3kW cada uno y dos de 5kW también en paralelo.
Inversor puede funcionar en paralelo con un generador de AC	Sí	Se escoge la opción de que el inversor y el generador puedan funcionar al mismo tiempo para cubrir determinada demanda.
Capacidad relativa del rectificador [%]	0	Significa que el inversor no es de doble dirección.

Tabla 20 - Parámetros relacionados con el inversor. Fuente: elaboración propia.

6.8 Precio del combustible

Uno de los parámetros que más van a determinar el dimensionamiento del sistema óptimo va a ser el coste del combustible. Éste es prácticamente impredecible a lo largo de los años pero, teniendo en cuenta los datos históricos, no es extraño que pueda llegar a duplicarse en 10 años.

El precio actual del diesel en Bolivia es 3.74 Bs el litro. Lo que equivale a 0.42 €/l¹. No obstante este precio es el precio normal en una estación de servicio, por lo que no se tienen en cuenta los costes derivados de su transporte hasta la comunidad de Guadalupe. La estación de servicio más cercana se encuentra en Tupiza, a unos 177 km² por carretera no asfaltada de muy malas condiciones. Suponemos un incremento en el precio del diesel de 0.15 €/l debido al transporte, el cual deberá realizarse con un conductor experimentado en un coche 4x4 y con un depósito máximo de 1000 l de diesel. Por tanto el precio final será de 0.57 €/l.

¹ Transformación realizada al cambio de divisa del 17 de Septiembre de 2012.

² Distancia calculada a partir del mapa digital de la sección de Guadalupe, del Insituto Geográfico Militar de Bolivia.

Sin embargo, no se puede asegurar que el precio vaya a continuar siendo ese a lo largo de los 20 años de vida del proyecto. Hasta ahora el gobierno boliviano subvenciona el petróleo de tal forma que los precios en los últimos 5 o 6 años no han variado significativamente. A principios del año 2011 salió un decreto para dejar de subvencionar el combustible de tal forma que el diesel pasó a costar un 82% más. La medida generó protestas y rápidamente el gobierno anuló el decreto y se volvió al precio anterior. Sin embargo, esta situación de subvención tan significativa no parece que pueda continuar 20 años más.

En apartados posteriores se realizará un análisis de sensibilidad en el que se van a simular los diferentes sistemas óptimos desde 0.57€/l hasta 1.04 €/l (precio sin subvención, 82% mayor).

Para esta simulación se escoge un valor de 0.7 €/l.

6.9 Resultados

Como ya se ha comentado, se va a profundizar en el estudio del sistema óptimo y su viabilidad para un precio medio estimado de combustible diesel de 0.7 €/l.

En primer lugar se van a analizar los 3 tipos de sistemas propuestos por HOMER en orden de menor NPC, y por tanto en este caso también menor COE. Los 3 sistemas propuestos y sus principales parámetros se muestran en la Tabla 21.

Tipo sistema	Número aerogeneradores	Generador diesel (kW)	Número baterías	Inversor [kW]	Coste inicial [€]	NPC [€]	COE [€/kWh]	Fracción renovable	Diesel [l/año]
Híbrido eólico – diesel con baterías (solución 1)	4	10	24	10	64,223	134,438	0.355	0.72	4,868
Híbrido eólico – diesel sin baterías	4	10	0	9	55,009	198,036	0.523	0.54	11,437
Generador diesel	0	13	0	0	6,660	235,904	0.623	0.00	19,598

Tabla 21 - Tipos de configuraciones óptimas para un precio de 0.7 €/l. Fuente: Elaboración propia con datos de HOMER.

6.10 Sistema óptimo obtenido, solución 1

El sistema óptimo obtenido lo defino como solución 1, es un sistema híbrido eólico – diesel con almacenamiento de energía en baterías y un inversor unidireccional.

Concretamente se compone de:

- 4 aerogeneradores Whisper 500
- 1 grupo electrógeno FGWILSON P11-6S

- c) 2 cuerdas en paralelo de 12 baterías cada una
- d) 2 inversores de 5 kW cada uno.

6.10.1 Comparación de la solución 1 con un sistema híbrido eólico diesel sin baterías.

La segunda fila de la Tabla 21 se corresponde con este tipo de configuración. Todos los componentes son los mismos que en el caso de la solución 1 salvo que se ha suprimido el banco de baterías y que el inversor es de 9kW. Al quitar el banco de baterías conseguimos bajar enormemente el coste inicial del proyecto. Sin embargo aumenta enormemente el coste del combustible, lo que a su vez aumenta el NPC de 134.438 a 198.036 euros, es decir, un 47.3 %. En la misma proporción aumenta también el COE.

Además, la fracción renovable baja de un 72 % a un 54 % y el consumo de diesel se hace más del doble.

Por lo tanto queda claro que la opción sin baterías tiene un coste mucho mayor a lo largo de la vida del proyecto que con baterías, por lo que queda descartado.

6.10.2 Comparación de la solución 1 con un sistema único de generación diesel

Se corresponde con la tercera opción de la Tabla 21. Es de especial interés la comparación de costes entre ésta y la solución propuesta puesto que se trata del tipo de sistema que actualmente se utiliza en la comunidad.

Al analizar la solución de generación total con diesel se observa como ha aumentado la dimensión del grupo diesel, en esta ocasión necesitaremos el de 13kW de potencia nominal para cubrir por completo la demanda, puesto que no tenemos el apoyo ni de baterías ni de aerogeneradores.

Con esta solución se puede comparar lo que gastaríamos de más si intentáramos cubrir la demanda por completo únicamente con un generador diesel.

Se reduce drásticamente el capital inicial necesario, como ya se comentó en apartados anteriores. Por este motivo se trata de una opción ampliamente utilizada. Sin embargo, si evaluamos el NPC equivalente a los 20 años de vida del proyecto, este aumenta un 75%. Es decir, en términos globales, a lo largo de la vida útil del proyecto, esta opción va a ser un 75% más costosa que un sistema híbrido.

Por supuesto, además de la ventaja económica, existe la ventaja medioambiental, con esta opción se genera electricidad únicamente con el generador diesel. Se gastan unos 19500 litros de diesel al año frente a los menos de 5000 de la opción híbrida.

Por lo tanto queda totalmente justificada la instalación de un sistema híbrido eólico – diesel en la comunidad de Guadalupe.

Queda por justificar la condición de sistema aislado, es decir, si económicamente resulta más rentable la integración a la red eléctrica.

6.10.3 Comparación de la solución 1 con la extensión de la red eléctrica

Para justificar la instalación de un sistema aislado es necesario definir una serie de parámetros adicionales e introducirlos en HOMER:

Parámetro	Valor	Comentarios
Coste inicial [€/km]	6200	En Europa se estima en 10000 €/km el coste mínimo de extensión de la red. Sin embargo, en Bolivia existen experiencias con líneas de baja tensión monofásicas con costes de 6200 €/km.
Coste de mantenimiento [€/km/año]	0	Se establecen como 0 los costes de mantenimiento por km y año. En todo caso estos serán mayores, lo que será una ventaja para un proyecto aislado.
Coste de la electricidad de la red [€/kWh]	0.05	En Bolivia el coste por kWh depende del sector y de la potencia contratada. Considerando como sector residencial el consumo estimado de cada vivienda entra en la segunda categoría, lo que significa un coste de 0.05 €/kWh.

Tabla 22 - Parámetros relacionados con los costes de la extensión de la red eléctrica. Fuente: Elaboración propia.

Con estos datos y para el precio de combustible diesel de 0.7 €/l que estamos estudiando HOMER nos muestra de una forma muy gráfica (Figura 27) cuando será conveniente la instalación de un sistema aislado híbrido diesel – eólico frente a la opción de extensión de la red eléctrica.

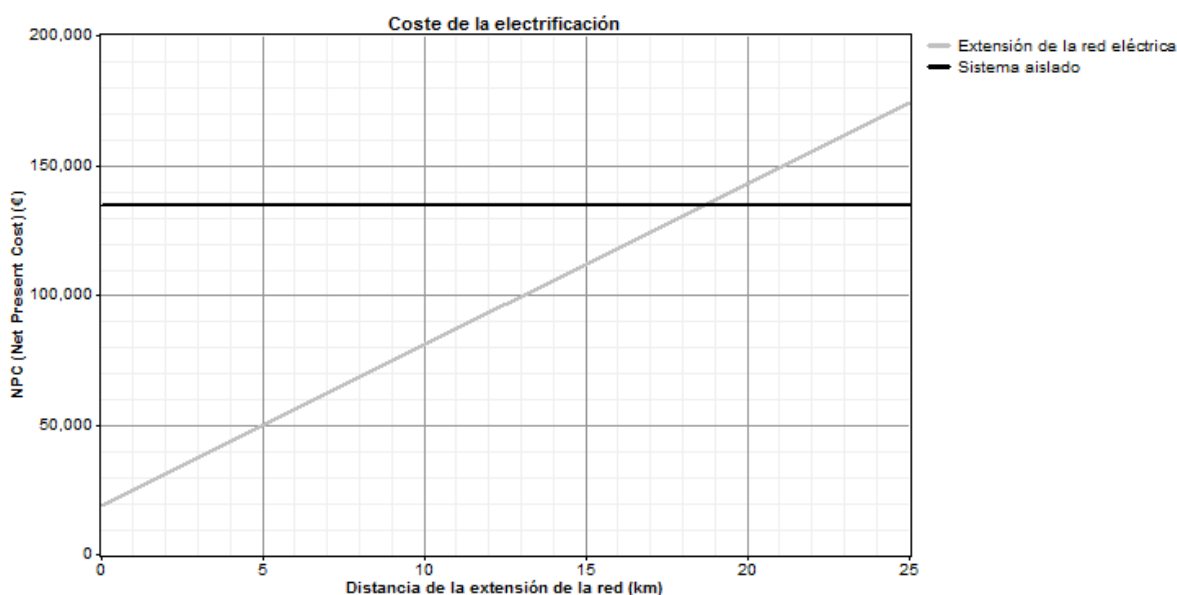


Figura 27 - Coste de la extensión de la red eléctrica frente al coste de un sistema híbrido aislado. Fuente: HOMER

Se comprueba como la distancia límite para que una extensión de la red eléctrica resulte rentable frente a un proyecto híbrido como el nuestro es de 18.6 km. Por tanto, para distancias a la red mayores este proyecto estará totalmente justificado.

6.10.3.1 Distancia a la red eléctrica de Guadalupe

La comunidad de Guadalupe se encuentra muy lejos de la red eléctrica del SIN de Bolivia. La red más cercana a Guadalupe es una microred existente en San Pablo de López, que se encuentra a 20.9 km¹ en línea recta.

Aun así, esta microred no tiene la capacidad necesaria para abastecer la demanda de Guadalupe, puesto que se trata de una microred de distribución de la energía producida por una microcentral hidráulica de 30kW para abastecer la comunidad de San Pablo de López.

El punto de la red eléctrica del SIN actual más cercano se encuentra cerca de Tupiza, a unos 90km en línea recta desde la comunidad de Guadalupe. Por tanto, como es mucho mayor que el límite de 18.6 km calculado en el apartado anterior, queda justificada la instalación de un proyecto aislado frente a la extensión de la red eléctrica.

Existe un detalle más que es necesario estudiar. Actualmente está planteada la construcción por ENDE de un sistema de transmisión entre Villazón y un proyecto de generación eléctrica con energía geotérmica de 100MW de capacidad en la Laguna Colorada. La línea pasaría por un lugar más cercano a Guadalupe, se trata de una línea de 230kV con 143MW de capacidad y 250 km de longitud.

¹ Distancia calculada a partir del mapa digital de la sección de Guadalupe, del Instituto Geográfico Militar de Bolivia.

Según el Plan Óptimo de Expansión del SIN [10], la construcción de la línea debería realizarse en enero de 2015. Por lo tanto coincide con el tercer año de vida de este proyecto. Muy probablemente no se consiga realizar en esos plazos puesto que la construcción de la planta geotérmica lleva muchos retrasos. Aun así estudiaremos la distancia desde Guadalupe a la que pasará la línea de alta tensión.

En la Figura 28 se puede observar un esquema de los nuevos proyectos de transmisión eléctrica en la zona de Potosí.



Figura 28 - Proyectos de líneas de transmisión de alta tensión en la zona de Potosí. Fuente: ENDE

Se ha calculado que la línea propuesta para su construcción en 2015 se situará a unos 35km de la comunidad de Guadalupe. Además, se estima que no se acabará de construir hasta 2016 y posteriormente se deberá instalar un centro de transformación para bajar el voltaje a parte de la línea de transmisión.

Por tanto el proyecto propuesto sigue estando justificado.

6.10.4 Análisis de sensibilidad del precio del diesel

El sistema óptimo obtenido es claramente sensible al aumento del precio del diesel. Un aumento del precio del diesel genera un coste de combustible mucho mayor, lo que abarata en términos relativos la energía producida mediante los aerogeneradores y el almacenamiento en baterías.

Lamentablemente, HOMER no deja la opción de utilizar una tasa de inflación mayor en el diesel que en otros productos. Supone que todos los precios de los componentes se escalan con el mismo ratio. Por lo tanto, la única opción que queda para analizar el posible aumento del precio del diesel es la realización de un análisis de sensibilidad en el precio del diesel.

Sin embargo, para todos los precios de diesel estudiados el tipo de sistema óptimo obtenido es el mismo. Se trata de un sistema aislado híbrido eólico – diesel con almacenamiento de energía en un banco de baterías.

De esta forma, en función del aumento en el precio del diesel encontramos un abanico de sistemas híbridos eólicos – diesel que varían desde un sistema con 3 aerogeneradores, 1 grupo electrógeno de 10kW, 3 inversores de 3kW y una cuerda de 12 baterías conectadas en serie (sistema óptimo para un precio de diesel de 0.57€/l) hasta un sistema de 5 aerogeneradores, 1 grupo electrógeno de 10kW, 2 inversores de 5kW y dos líneas de baterías en paralelo con 12 baterías en serie en cada una (sistema óptimo para 1.04€/l). Asimismo, la fracción de energía renovable aumenta con el aumento del precio del diesel. La evolución de los sistemas óptimos aprecia con mayor claridad en la Tabla 23.

Precio Diesel (\$/L)	Número aerogeneradores	Generador diesel (kW)	Número baterías	Inversor (kW)	Coste inicial [€]	CAN (Coste actual neto) [€]	COE (\$/kWh)	Fracción renovable
0,57	3	10	12	9	48,495	124,311	0.329	0.58
0,6	3	10	12	9	48,495	127,062	0.336	0.58
0,65	4	10	24	10	64,223	131,083	0.346	0.72
0,7	4	10	24	10	64,223	134,438	0.355	0.72
0,75	4	10	24	10	64,223	137,793	0.364	0.72
0,8	4	10	24	10	64,223	151,823	0.401	0.70
0,85	4	10	24	10	64,223	155,628	0.411	0.70
0,9	5	10	24	10	74,997	159,282	0.421	0.78
0,95	5	10	24	10	74,997	162,566	0.430	0.78
1	5	10	24	10	74,997	165,850	0.438	0.78
1,04	5	10	24	10	74,997	168,478	0.445	0.78

Tabla 23 - Resultados de sistemas óptimos de HOMER para diferentes precios de diesel. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de HOMER.

En la tabla se puede analizar como aumenta el NPC (Net Present Cost o coste actual neto), parámetro principal a minimizar por HOMER, conforme aumenta el precio del diesel. Asimismo se puede apreciar como al aumentar el precio del diesel resulta más rentable hacer una inversión en un aerogenerador más y en una línea de baterías en paralelo adicional. Al realizar estas inversiones aumenta en gran medida el coste inicial del proyecto pero se compensará con la reducción del coste de combustible.

En la Tabla 24 se distinguen algunos parámetros adicionales que también varían en función del precio del diesel y son dignos de ser comentados.

Precio Diesel (\$/L)	Diesel (L/año)	nº arranques anuales gen. diesel	Vida útil baterías [años]	Autonomía baterías [horas]
0,57	6,652	946	6.3	6.80
0,6	6,652	946	6.3	6.80
0,65	4,868	681	7.8	13.60
0,7	4,868	681	7.8	13.60
0,75	4,868	681	7.8	13.60
0,8	5,520	551	7.2	13.60
0,85	5,520	551	7.2	13.60
0,9	4,765	501	7.5	13.60
0,95	4,765	501	7.5	13.60
1	4,765	501	7.5	13.60
1,04	4,765	501	7.5	13.60

Tabla 24 - Tabla de parámetros adicionales en el estudio de sensibilidad del precio del diesel. Fuente: elaboración propia con datos del HOMER.

Como es lógico, el consumo de diesel se reduce al añadir aerogeneradores y baterías al sistema óptimo, al mismo tiempo que disminuyen el número de arranques del generador diesel. Sin embargo hay un momento en el que el consumo anual de diesel aumenta. Esto debe de ser un error en la gestión del sistema por parte de HOMER, puesto que si no se varía ningún componente no es lógico que se utilice más el generador diesel, si aumenta el precio del diesel.

De una forma más gráfica se puede observar en la Figura 29 el aumento del NPC junto con el aumento en la producción de energía producida mediante los aerogeneradores al aumentar la potencia eólica instalada en función del precio de combustible.

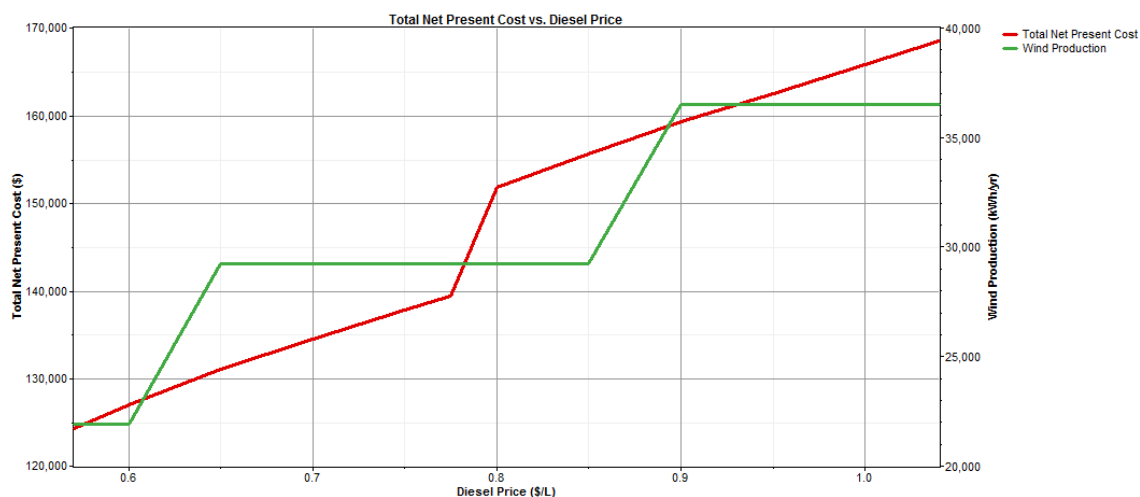


Figura 29 - Variación del CAN junto con la producción eléctrica de los aerogeneradores. Fuente: HOMER

De ahora en adelante se va a suponer un precio de diesel medio para los 20 años de vida del proyecto de 0.7€/l y se profundizará en el sistema óptimo obtenido para este caso concreto.

7 SIMULACIÓN 2: DIMENSIONAMIENTO Y OPTIMIZACIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-DIESEL CON INVERSOR BIDIRECCIONAL CON HOMER

A continuación se va a simular y estudiar la opción de un sistema híbrido eólico-diesel con banco de baterías pero con la diferencia de que existe la opción de cargar el banco de baterías mediante un inversor bidireccional, es decir, un inversor-rectificador.

Se consideran las mismas restricciones, parámetros económicos, demanda, recurso eólico, precio de combustible y componentes del sistema (salvo el inversor) que en las simulaciones anteriores.

Lo único que debemos cambiar es la configuración del sistema, el control del mismo y los parámetros del inversor, que ahora va a ser bidireccional.

7.1 Configuración del sistema

En esta ocasión se trata de un sistema en paralelo como el del apartado 2.2.5.3, con una única carga en el lado de AC.

La demanda se podrá satisfacer o bien directamente con el generador diesel, o bien con el aerogenerador y/o baterías a través del inversor. La peculiaridad de esta configuración respecto a la anterior es que las baterías, además de ser cargadas por los aerogeneradores, también pueden cargarse con el generador diesel a través del inversor bidireccional.

7.2 Control del sistema

Al contrario del apartado anterior que escogimos una gestión del sistema tipo Load following, en este caso escogemos la opción Cycle Charging.

Con esta opción el generador siempre que opera lo hace a potencia nominal, de modo que abastece la demanda y la energía sobrante se almacena en las baterías. Las ventajas de esta opción son que el generador opera con una mayor eficiencia, reduce el número de arranques y alarga su vida útil.

El utilizar la opción de seguimiento de la demanda o load following no tendría sentido si hemos incorporado un inversor bidireccional, puesto que nunca se utilizaría el inversor bidireccional para pasar de AC a DC.

7.3 Inversor bidireccional

Para la simulación se tuvieron en cuenta dos inversores bidireccionales, el Victron energy Quattro 24V/5000W/120A y el Victron energy Quattro 24V/3000W/70A.

También se consideraron sus posibles conexiones en paralelo para aumentar su potencia nominal.

	Valor	Comentarios
Potencia nominal [kW]	3 5	Proporcionada por el fabricante. En la hoja de características se indican kVA pero se considera carga prácticamente resistiva con el factor de potencia corregido y próximo a 1.
Coste inicial [€]	2479 4117	Hallado como 1.15 veces el coste del inversor. El 15% adicional se supone por el transporte e instalación.
Coste de replazamiento [€]	2156 3580	Se considera igual al coste de adquisición.
Coste de operación y mantenimiento [€/año]	0 0	No se consideran costes de mantenimiento en el inversor.
Vida útil [años]	10 10	Normalmente la proporciona el fabricante. Se considera una vida útil típica de 10 años.
Eficiencia [%]	80 80	Normalmente el fabricante proporciona una curva de eficiencia en función de la carga. En este caso únicamente conocemos la eficiencia máxima que es de 94 % para ambos modelos. Será el valor a carga nominal, como a menores cargas disminuye mucho la eficiencia, se considera un valor de 80%
Valores de los intervalos a simular [kW]	0, 9, 10	Se estudian los casos de tres inversores en paralelo de 3kW cada uno y dos de 5kW también en paralelo.
Inversor puede funcionar en paralelo con un generador de AC	Sí	Se escoge la opción de que el inversor y el generador puedan funcionar al mismo tiempo para cubrir determinada demanda.
Capacidad relativa del rectificador [%]	100	Significa que el inversor es de doble dirección. Puede transformar la misma cantidad de potencia de AC a DC que de DC a AC.
Eficiencia del rectificador [%]	80	Se considera la misma que la del inversor.

Tabla 25 - Parámetros relacionados con el inversor. Fuente: elaboración propia.

7.4 Resultados

A continuación se muestran los dos tipos de configuraciones más óptimas que obtiene HOMER como resultado para un precio diesel fijado como siempre en 0.7 €/l.

Tipo sistema	Número aerogeneradores	Generador diesel (kW)	Número baterías	Inversor [kW]	Coste inicial [€]	NPC [€]	COE [€/kWh]	Fracción renovable	Diesel [l/año]
Híbrido eólico – diesel con baterías e inversor bidireccional (solución 2.1)	3	10	24	9	53,947	126,880	0.335	0.59	5,378
Generación diesel con baterías	0	10	12	9	21,625	165,180	0.437	0.00	11,378

Tabla 26 - Resultados para la simulación 2 agrupados por tipos de sistemas. Fuente: elaboración propia.

Cabe destacar que HOMER proporciona otros dos resultados posibles con otros dos tipos de sistemas, pero estos corresponden a un generador diesel en solitario y a un híbrido sin baterías, ambos ya estudiados en apartados anteriores.

7.5 Solución óptima obtenida, solución 2.1

Por tanto definimos la solución óptima obtenida como la solución 2.1. Se trata de un sistema híbrido con almacenamiento de energía en banco de baterías y un inversor bidireccional.

Sus componentes se detallan a continuación:

- 3 aerogeneradores Whisper 500
- 1 grupo electrógeno FGWILSON P11-6S (10kW)
- 2 cuerdas en paralelo de 12 baterías Trojan L16RE 2V cada una.
- 3 inversores de 3 kW en paralelo Victron Energy Quattro 24V/3000W/70

7.5.1 Comparación de la solución 2.1 con un sistema de generación con diesel y almacenamiento en baterías

Esta solución se corresponde con la segunda fila de la Tabla 26. Es una solución en la que se escoge generar electricidad únicamente mediante el generador diesel pero aprovechar la oportunidad que nos brinda el inversor bidireccional de cargar unas baterías cuando la demanda no es la máxima del generador.

Si comparamos esta solución con la solución 2.1 se observa que tiene un menor coste inicial, pero nuevamente, al evaluar el NPC y el COE se comprueba como son mucho mayores que los de la solución 2.1, del orden de un 30% mayores. Por tanto, es más

conveniente económicamente la opción híbrida frente a la generación con diesel y almacenamiento en baterías.

Además, la fracción renovable es del 0% frente al 59% de la solución 2.1. Se consume más del doble de diesel que con la solución 2.1.

7.5.2 Comparación de la solución 2.1 con sistemas del mismo tipo pero de diferentes dimensiones

A continuación, para la simulación 2, se va a llevar a cabo un nuevo análisis que no se realizó en la simulación 1 puesto que no se consideró relevante.

Se trata de analizar, dentro del tipo de solución escogida de un sistema híbrido eólico diesel con almacenamiento en baterías y rectificador bidireccional, el dimensionamiento de este. El dimensionamiento óptimo del sistema con el cual se obtiene un menor NPC para los 20 años de vida del proyecto es el que propone HOMER, la solución 2.1 descrita en el apartado 7.5.

Sin embargo, se van a analizar posibles soluciones con un mayor NPC que la solución 2.1, para comprobar si alguna característica adicional es más favorable, como por ejemplo, un menor consumo de diesel.

A continuación, en la Tabla 27, se muestran por orden creciente de NPC los diferentes sistemas del mismo tipo y diferentes dimensiones calculados por HOMER.

Número aerogeneradores	Generador diesel (kW)	Número baterías	Inversor [kW]	Coste inicial [€]	NPC [€]	COE [€/kWh]	Fracción renovable	Diesel [l/año]
3	10	24	9	53,947	126,880	0.335	0.59	5,378
3	10	24	10	65,517	127,494	0.337	0.59	5,229
3	10	12	9	54,743	127,656	0.337	0.59	5,675
4	10	24	10	64,721	128,673	0.340	0.70	4,369

Tabla 27 - Soluciones óptimas del mismo tipo de configuración que la solución 2.1. Fuente, elaboración propia.

La solución 2.1 se corresponde con la primera fila de la tabla. Dentro de las otras 3 soluciones siguientes, la única que nos puede interesar es la de la cuarta fila, a la que llamaremos solución 2.2.

La solución 2.2 es idéntica a la solución 2.1 en todos sus componentes, salvo que incorpora un aerogenerador más y que la potencia del inversor es de 10kW (2 de 5kW en paralelo) en lugar de 9kW.

La ventaja de la solución 2.2 es que utiliza mejor los recursos renovables de la zona. En concreto, llega a una fracción renovable del 70%, frente al 59% que presenta la solución 2.1 y gasta unos 1000 l de diesel menos al año. Sin embargo, como ya se ha comentado, la solución 2.2 es más cara puesto que presenta un mayor NPC. En el siguiente apartado

se valorará que solución es la más conveniente de entre estas y entre las demás ya calculadas.

8 SOLUCIÓN FINAL

8.1 Análisis del conjunto de soluciones

A continuación se muestra en la Tabla 28 las diferentes soluciones que se han obtenido y que se han considerado interesantes de las dos simulaciones realizadas con HOMER.

Esta tabla es de especial interés puesto que en ella se resumen todas las simulaciones realizadas con HOMER y se pueden comparar los diferentes parámetros de los sistemas solución.

En la tabla se han ordenado en orden creciente de NPC, criterio por el cual HOMER elige el resultado óptimo. El criterio por NPC va a ser el mismo que si lo hiciéramos por menor COE o también por menor coste total anualizado.

Tipo de sistema	Nº Aerogeneradores	Potencia generador diesel [kW]	Nº baterías	Potencia inversor [kW]	Inversor bidireccional	Capital inicial [€]	NPC [€]	Coste diesel [€/año]	Coste total anualizado [€/año]	COE [€/kWh]
Solución 2.1: Eólico-diesel + baterías + inversor bidireccional	3	10	24	9	SI	53.947	126.880	3.764	9.204	0.335
Solución 2.2: Eólico-diesel + baterías + inversor bidireccional	4	10	24	10	SI	65.517	128.673	3.058	9.334	0.340
Solución 1: Eólico-diesel + baterías + inversor unidireccional	4	10	24	10	NO	64.223	134.438	3.407	9.753	0.355
Generador diesel + baterías	0	10	24	9	SI	21.625	165.180	7.964	11.983	0.437
Eólico-diesel	4	10	0	9	NO	55.009	198.036	8.006	14.366	0.523
Generador diesel	0	13	0	0	NO	6.660	235.904	13.719	17.113	0.623

Producción eólica [kWh/año]	Producción gen. Diesel [kWh/año]	Producción eléctrica total [kWh/año]	Fracción renovable	Exceso de electricidad [kWh/año]	Consumo diesel [l/año]	Emisiones CO ₂ [kg/año]	Horas funcionamiento gen. Diesel	Nº arranques generador diesel	Vida del generador diesel [años]	Autonomía de las baterías [h]	Vida útil baterías [años]
21.920	15.530	37.450	0.59	4.297	5.378	14.161	1.869	876	10,7	13,6	6,9
29.227	12.714	41.941	0.70	8.296	4.369	11.505	1.488	759	13,44	13,6	6,7
29.227	11.506	40.732	0.72	7.954	4.868	12.818	2.489	681	8,04	13,6	7,8
0	33.835	33.835	0.00	0	11.378	29.961	3.649	1.698	5,48	13,6	4,7
29.227	24.786	54.013	0.54	24.577	11.437	30.117	6.551	700	3,05	0	-
0	41.951	41.951	0.00	14.504	19.598	51.608	8.760	1	2,28	0	-

Tabla 28 - Resumen de los resultados más importantes obtenidos mediante todas las simulaciones con HOMER. Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 28 proporciona muchísima información acerca de los diferentes sistemas aislados que, de ser implementados en Guadalupe, tendrían la capacidad de satisfacer la demanda con un 0% de LPSP.

Tras analizar la tabla en base al menor NPC o al menor COE se comprueba como un sistema híbrido eólico-diesel con almacenamiento en banco de baterías es sin duda la mejor opción de entre las estudiadas para la comunidad de Guadalupe. La decisión será algo más complicada entre los tres sistemas de las tres primeras filas de la tabla, puesto que sus NPC y COE no difieren mucho. En la Figura 30 se muestran dos gráficas con los NPC y COE de cada una de las opciones respectivamente. Las dos gráficas resultan similares puesto que, como se ha explicado, en nuestro caso COE y NPC son proporcionales.

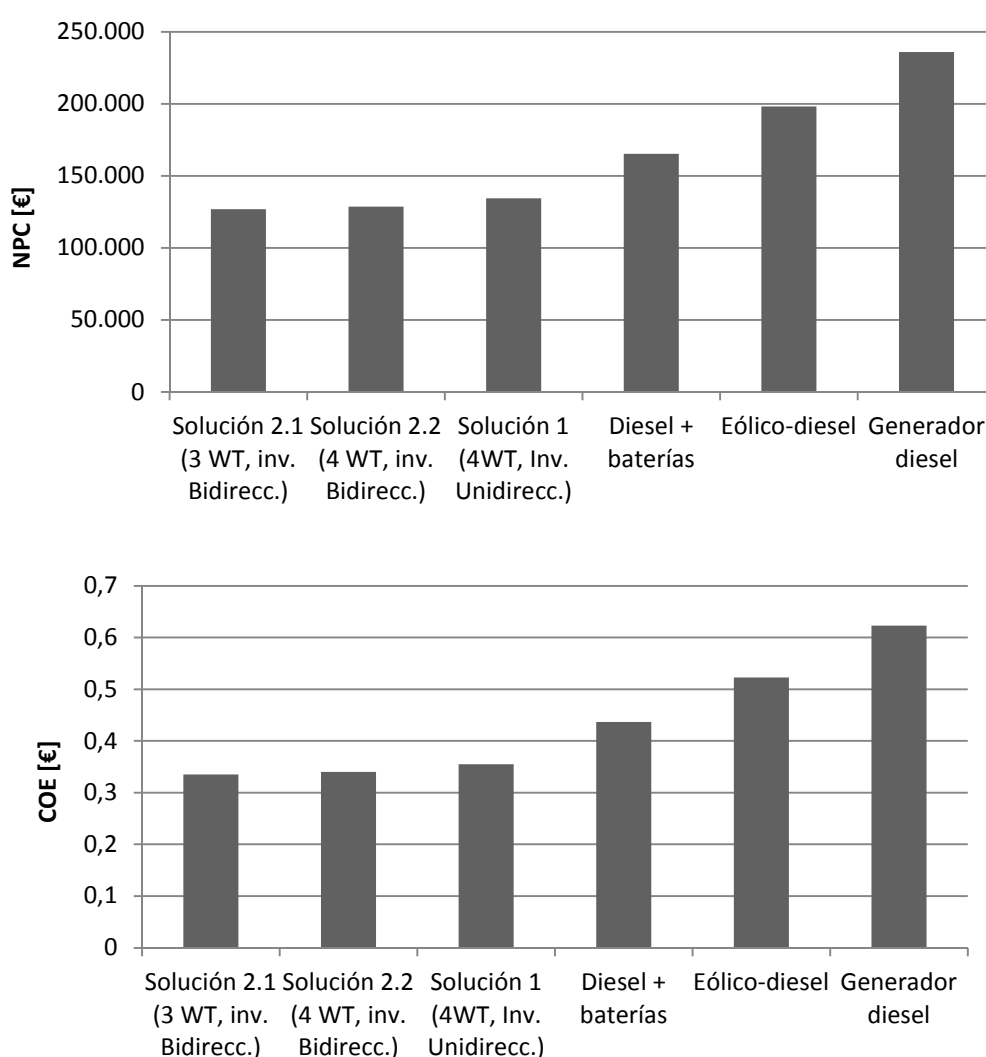


Figura 30 - Comparación de los NPC y COE de las diferentes alternativas. Fuente: Elaboración propia.

El más costoso de los sistemas es curiosamente el que actualmente está instalado en Guadalupe, un solo generador diesel siguiendo a la demanda. Como se aprecia en la tabla, sin una inversión de capital muy costosa se podría instalar simplemente un banco

de 24 baterías que reduciría el COE de 0.623 €/kWh a 0.437 €/kWh. Además, se reduciría el consumo de diesel en 8.220 l al año.

Por otra parte, comparando los costes iniciales, si que es verdad que el menor es con diferencia el de un sistema de generación diesel. Sin embargo, el coste anual del combustible es elevadísimo, 13.719 €/año, lo que al final provoca el gran aumento del COE.

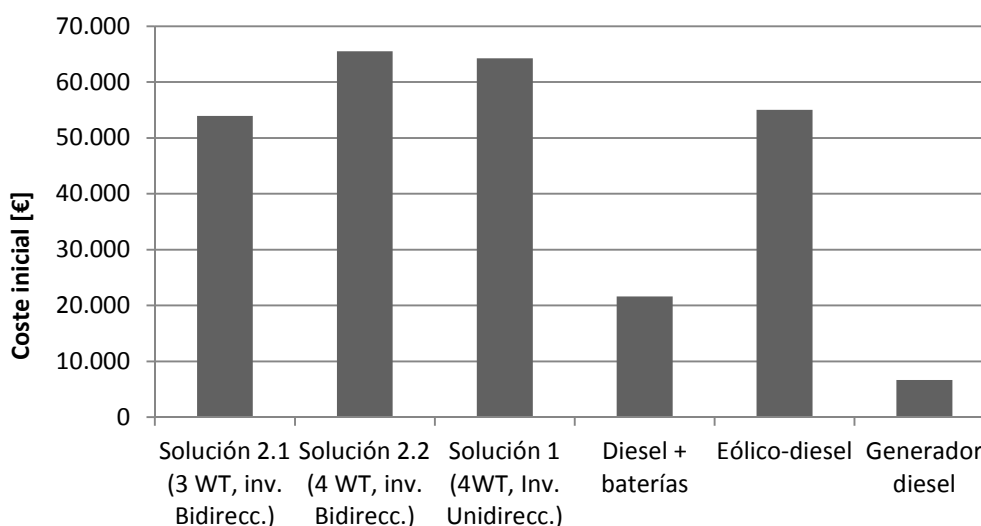


Figura 31 – Comparación del coste inicial de las diferentes alternativas. Fuente: Elaboración propia.

Ahora bien, atendiendo a los NPC y COE, los de los tres sistemas de las tres primeras filas son ampliamente menores a los demás.

El sistema de la 5ª fila, eólico-diesel sin baterías, demuestra que no tiene ningún sentido diseñar un sistema para Guadalupe sin almacenamiento de energía puesto que tiene un COE mucho mayor que un simple sistema de generador diesel con baterías y además, también tiene mayor coste inicial.

Alguien podría preguntarse porque no se ha considerado la posibilidad de diseñar un sistema con generación únicamente eólica. La razón es sencilla, no existe un sistema solamente eólico aislado que pueda satisfacer la demanda de Guadalupe con un 0% de LPSP. Al menos no es posible con los límites que se han fijado para la simulación: 10 aerogeneradores y 60 baterías (5 cuerdas de baterías en paralelo).

Aunque se pusieran mayor número de aerogeneradores y baterías, la demanda total anual no se podría satisfacer hasta no tener un número de baterías absurdamente grande. Esto es debido al bajo recurso eólico existente en Guadalupe durante los meses de verano.

Los tres sistemas de las tres primeras filas de la Tabla 28 son híbridos eólicos – diesel con almacenamiento en banco de baterías. Sin embargo los dos primeros (solución 2.1 y 2.2) se diferencian en que disponen de un inversor bidireccional mientras que el de la solución 1 es unidireccional.

Para la elección entre inversor unidireccional o bidireccional basta con atender al NPC o al COE y comprobar como este es menor en las opciones con inversor bidireccional. Esto es debido principalmente a que pese a ahorrar costes iniciales por ser más barato un inversor simple, posteriormente aumentan los costes derivados del funcionamiento del diesel.

Este aumento de coste no es debido al propio coste del combustible diesel, que es parecido en las tres opciones. Se debe principalmente a que el generador diesel no funciona a su carga nominal, sino que lo hace siguiendo a la demanda, lo que baja el rendimiento del generador y disminuye su vida útil.

La baja eficiencia del generador diesel se puede comprobar al comparar los datos de la solución 1 frente a la solución 2.2. La solución 2.2 consume 4.369 l/año de diesel, 499 l menos que la solución 1. Sin embargo, pese a tener un menor consumo de diesel, consigue una producción de 12.714 kWh con el generador diesel, 1.208 kWh mayor que la de la solución 1 (ver Figura 32). Esto se debe a que la solución 2.2. siempre utiliza el generador diesel a su potencia nominal y gracias al inversor bidireccional carga las baterías con la energía sobrante.

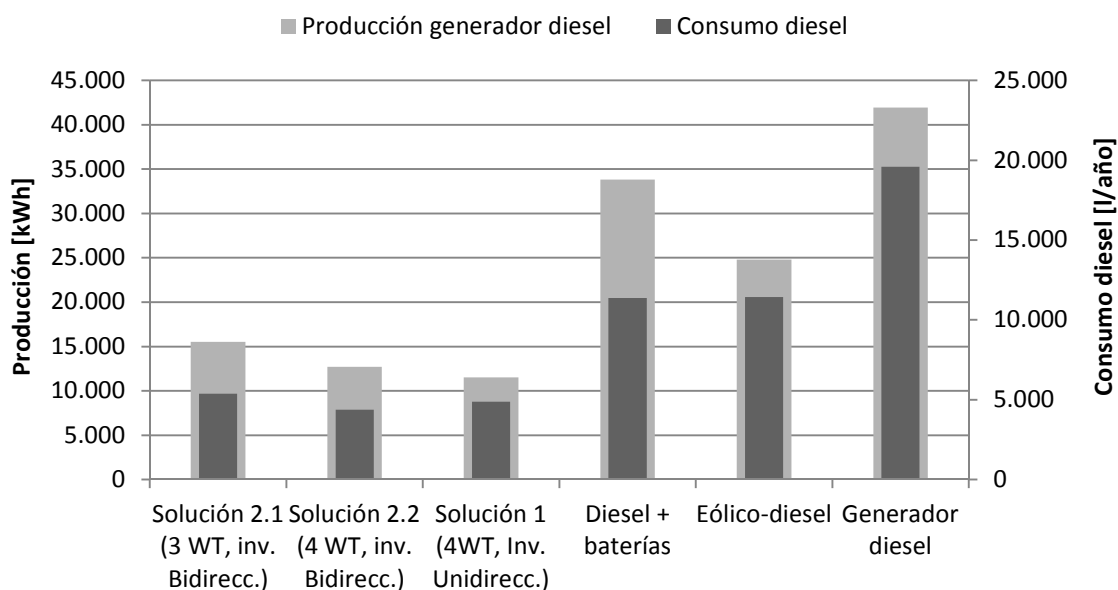
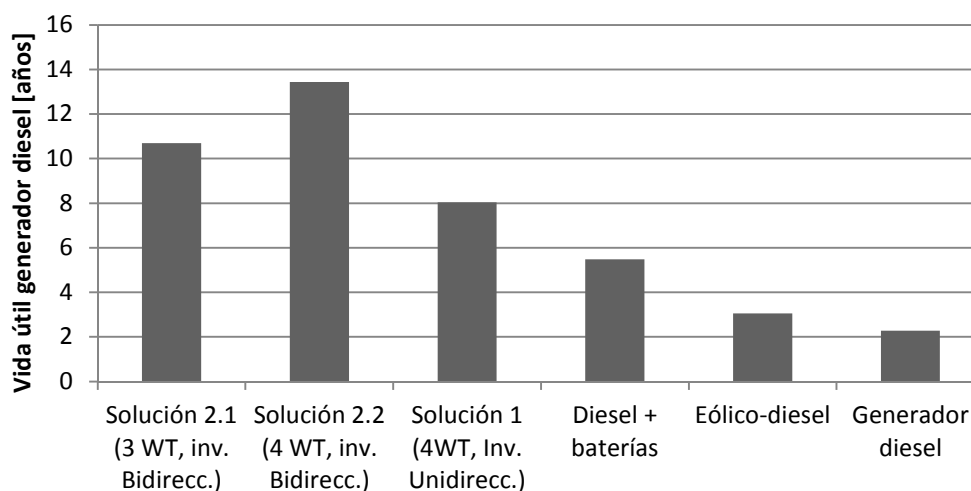


Figura 32 - Comparación del consumo y la producción del generador diesel de las diferentes alternativas. Fuente: Elaboración propia.

La disminución de la vida útil del generador diesel es clara, de unos 13 años baja a unos 8 en la solución 1. Esta disminución se justifica también por la utilización del generador a bajas potencias, a pesar de que la solución 1 es la que menor número de arranques genera.



Fijada la restricción de que debe incorporar inversor bidireccional, únicamente queda la elección entre la solución 2.1 y la 2.2.

HOMER propone la solución 2.1 como la óptima debido a su menor NPC y COE. Sin embargo, deberemos comprobar si al considerar otros aspectos aparte de los meramente económicos la solución 2.2 se considera globalmente mejor.

En primer lugar vemos como el aumento del coste no es muy alto, se traduce en un aumento del COE de 0.005 €/kWh.

En segundo lugar la solución 2.2 presenta una serie de ventajas. La primera es que el 70% de la energía producida es a partir de recursos renovables frente al 59 % de la solución 2.1. Este aumento es debido a la colocación de un aerogenerador más.

Se aprecia también como se reduce el consumo de diesel de forma significativa, de 5.378 l a 4.369 l (ver Figura 33). Esta no solo es una ventaja medioambiental que reduce las emisiones de CO₂, sino que también hace más independiente el sistema de Guadalupe frente a las oscilaciones del precio del diesel.

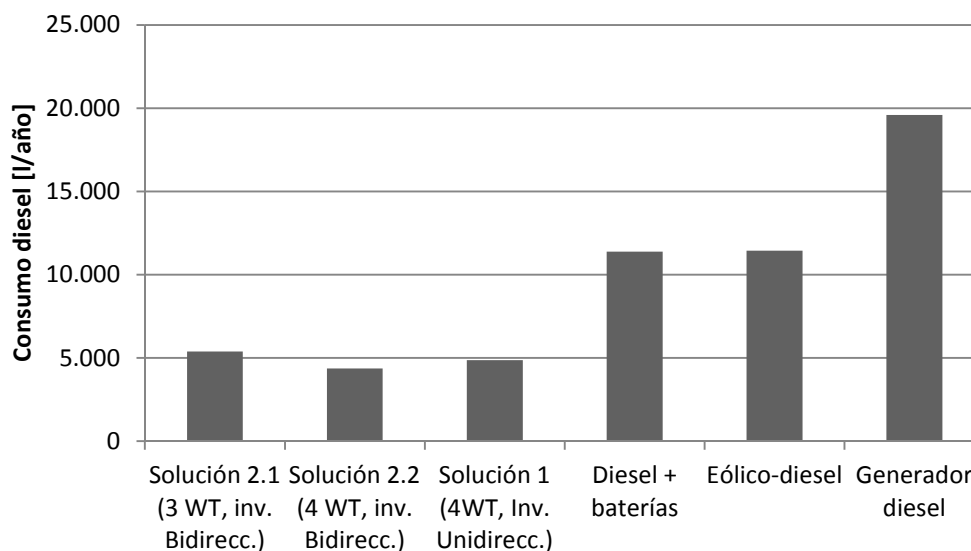


Figura 33 - Consumo anual de combustible diesel de las diferentes alternativas. Fuente: elaboración propia.

Por tanto, se decide que un aumento en el COE de 0.005 €/kWh está plenamente justificado al conseguir un ahorro de 1009 l/año de diesel y conseguir un 70% de producción eléctrica basada en recursos renovables. En la Figura 34 se puede comprobar el aumento en la producción eólica frente a la del generador diesel de la solución 2.2 frente a la 2.1. Por todo esto, se elige la solución 2.2 como solución definitiva.

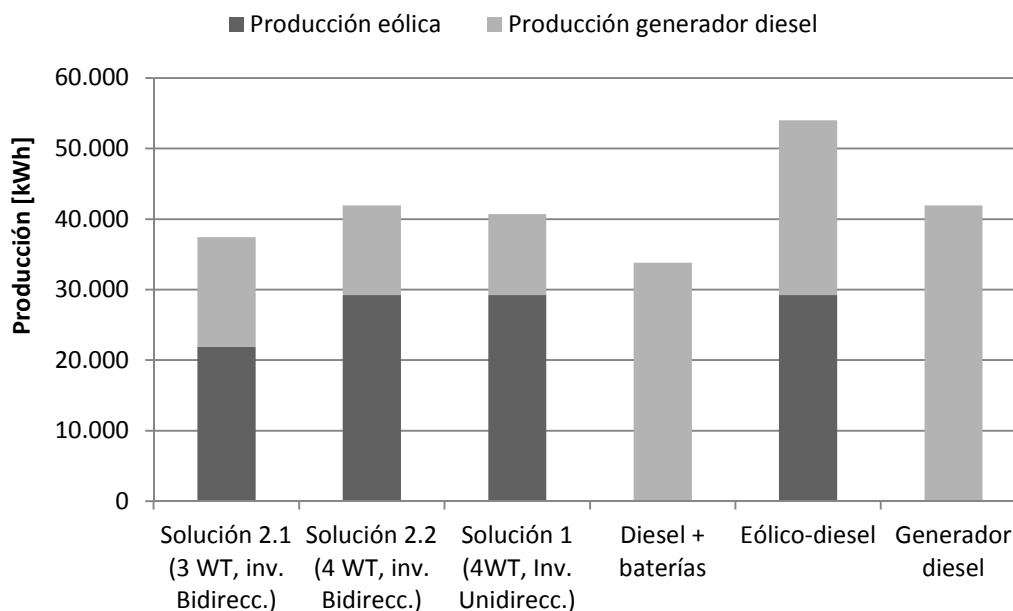


Figura 34 - Comparación de la producción eólica y la del generador diesel para las diferentes alternativas. Fuente: Elaboración propia.

Se podría pensar que si lo que queremos es una mayor fracción de energía renovable, la mejor opción sería la solución 1, puesto que tiene un 0.72 de fracción renovable.

Este razonamiento es erróneo aun con independencia de que el coste es mayor. El aumento de un 2% en la fracción renovable no conlleva una disminución en el consumo de diesel, es más, aumenta el consumo (ver Figura 33). Este hecho se debe nuevamente a que la utilización del diesel para producir energía eléctrica es mucho más ineficiente en la solución 1 por no hacerla a potencia nominal.

Por tanto se ha demostrado que la fracción renovable no es un parámetro muy fiable puesto que se basa en los porcentajes de producción de una y otra energía y no tiene en cuenta la energía sobrante o perdida por ineficiencias.

Por último cabe destacar como existe un exceso de producción en todas las soluciones elegidas menos en la de generador diesel con baterías. Este exceso de producción se encuentra entorno al 20% de la producción. Se considera que no es necesario introducir cargas disipativas o de calefacción para controlar el exceso de producción.

8.2 Solución final escogida

Por tanto la mejor solución en términos globales es la solución 2.2 que presenta las siguientes características principales.

Solución final: Solución 2.2	
Aerogeneradores	4 x Whisper 500
Generador diesel	FGWilson P11-6S (10kW)
Baterías	24 x Trojan L16RE-2V
Inversor bidireccional	2 x Victron Energy Quattro 24V/5000W/120
NPC [€]	128.673
COE[€/kWh]	0.340
Fracción renovable	0.70

Tabla 29 - Características principales de la solución final escogida, Solución 2.2. Fuente: Elaboración propia

El informe de HOMER completo relativo a esta solución final escogida se muestra en el Anexo IV.

8.3 Análisis de sensibilidad para la solución final

Escogida la solución final vamos a realizar con ella un análisis de sensibilidad con los parámetros más determinantes para comprobar como afectan a la solución final los cambios en los mismos.

Se va a realizar un análisis de sensibilidad conjunto respecto al precio del diesel y a la velocidad media del viento en Guadalupe.

La intención de este análisis es la de evaluar si la solución obtenida por HOMER varía y en que medida en función de los cambios en la velocidad media del viento y del precio del diesel.

8.3.1 Intervalo de sensibilidad del precio del diesel

Los parámetros introducidos para el análisis respecto del precio del diesel son los mismos que en el apartado 6.10.4, es decir, desde 0.57€/l hasta 1.04 €/l.

Se introdujo la siguiente serie de datos del precio de diesel: 0.570, 0.600, 0.650, 0.675, 0.700, 0.750, 0.775, 0.800, 0.850, 0.900, 0.950, 0.925, 1.000, 1.040, 1.100 [€/l].

8.3.2 Intervalo de sensibilidad para la velocidad media anual del viento

Para este propósito HOMER proporciona la posibilidad de escalar el recurso eólico en función de la media anual. Es decir, la función de distribución Weibull será la misma, solo que el factor de escala aumentará o disminuirá.

El intervalo de sensibilidad se escoge igual al intervalo de incertidumbre que nos proporciona 3Tier al darnos la media anual de la velocidad del viento. En concreto para nuestra ubicación es [5.3 – 9.4] m/s. 3Tier aplica automáticamente un intervalo de confianza de 68% a la velocidad anual media, lo que significa que aseguran al 68% que la velocidad anual de Guadalupe está en ese intervalo. Por esta razón vamos a utilizar el intervalo [5.3 – 9.4] para realizar el análisis de sensibilidad.

Se introdujo la siguiente serie de datos para la media anual de la velocidad del viento: 5.300, 5.600, 6.000, 6.500, 7.000, 7.300, 7.500, 8.000, 8.500, 8.750, 9.000, 9.250, 9.400.

8.3.3 Resultados

A fin de cuentas lo que HOMER realiza es una serie de simulaciones igual al número de parejas de datos de precio de diesel y velocidad anual media de viento que tenemos.

Por lo tanto se consiguen una serie de resultados para cada pareja de datos y dentro de éstos HOMER elige el óptimo basándose en el menor NPC. Así se consigue un resultado óptimo para cada pareja de datos.

En primer lugar es necesario comentar que para todas y cada una de las parejas de datos el resultado óptimo ha sido un sistema híbrido eólico diesel con almacenamiento en baterías, lo único en lo que diferirá cada solución será en las dimensiones de cada componente.

Para la interpretación de los resultados obtenidos lo más intuitivo es representarlos en un gráfico de superficie por colores. HOMER nos construye los diferentes gráficos de superficie con los datos de las diferentes soluciones óptimas para cada pareja de datos y posteriormente interpolando entre ellas.

Un resultado obtenido bastante representativo es la gráfica que se muestra en la Figura 35. En ella se representa el número de aerogeneradores óptimos en función del precio del diesel y de la velocidad anual media del viento.

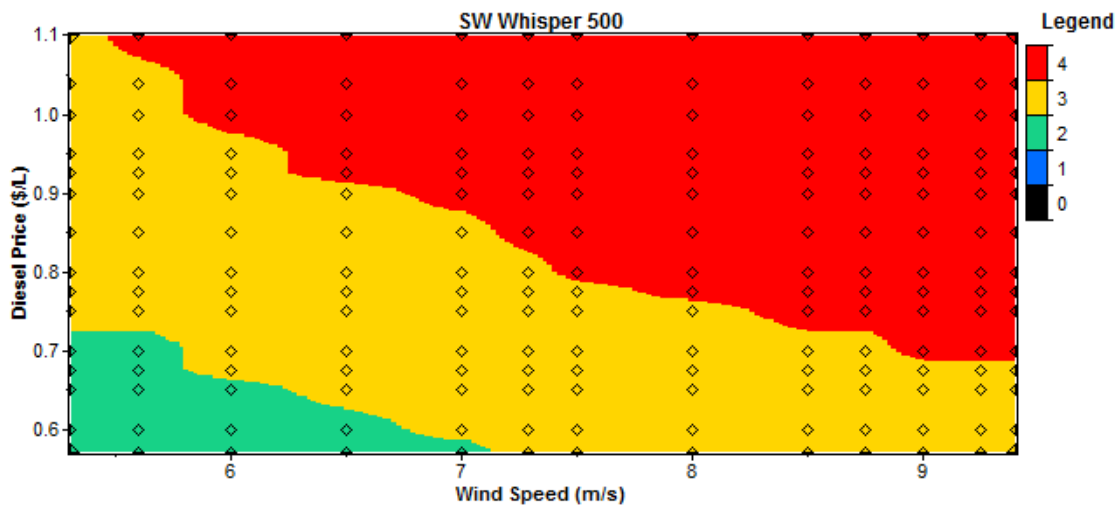


Figura 35 - Gráfico del número de aerogeneradores óptimos frente al precio del diesel y a la velocidad anual media del viento.
Fuente: HOMER.

Analizando la Figura 35 y fijando 0.7 €/l como el precio final del diesel en Guadalupe, con la velocidad anual media mínima de 5.3 m/s el número de aerogeneradores óptimos a instalar serían 2, al pasar de una media de 5.75 m/s aproximadamente pasan a ser 3 los aerogeneradores óptimos y si se supera la media de 8.9 m/s se obtendrían 4 aerogeneradores como resultado óptimo.

Hay que tener en cuenta que estas soluciones son las óptimas propuestas por HOMER, dentro de cada punto de estudio se podrá estudiar si conviene escoger otra solución diferente en función de otros parámetros no económicos.

En la misma gráfica, fijando la media anual del viento en 7.3 m/s, se verifica que con el precio actual del diesel en Guadalupe, 0.57 €/l, ya son 3 aerogeneradores los óptimos a instalar. Si el precio del diesel dejara de estar subvencionado y aumentara más de unos 0.875 €/l serían 4 los aerogeneradores óptimos a instalar.

Adicionalmente, también es interesante la variación de otros parámetros como la fracción de energía renovable o el consumo anual de diesel, ver Figura 36 y Figura 37.

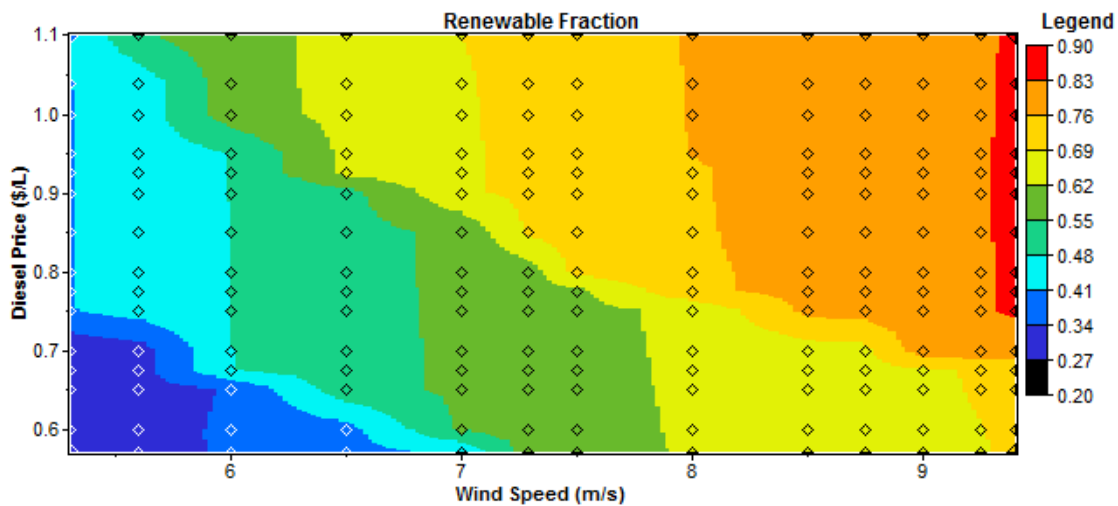


Figura 36 - Fracción de energía renovable frente al precio del diesel y la velocidad anual media. Fuente: HOMER.

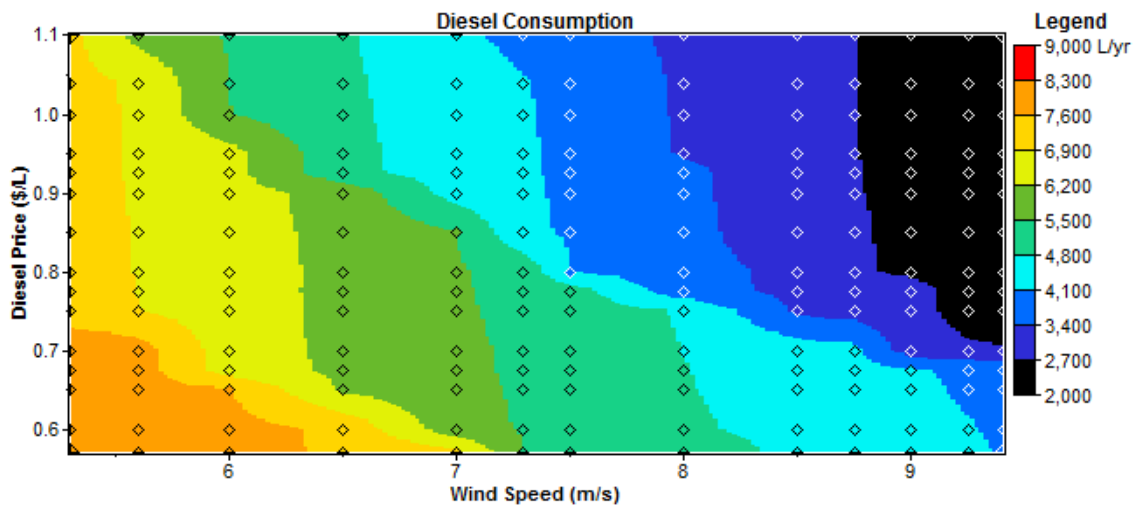


Figura 37 - Consumo de diesel frente al precio del diesel y la velocidad anual media del viento. Fuente: HOMER.

En ambas gráficas se aprecia como la fracción renovable se reduce de una forma proporcional al aumento del consumo del diesel.

El consumo del diesel se reduce al variar tanto el precio del diesel como la media anual de velocidad del viento. Se aprecia como el aumento de la velocidad anual media del viento y el aumento del precio del diesel favorecen la reducción del consumo del diesel y así el aumento de la fracción renovable del sistema óptimo.

Por último estudiaremos el dato más importante, la variación del COE, ver Figura 38.

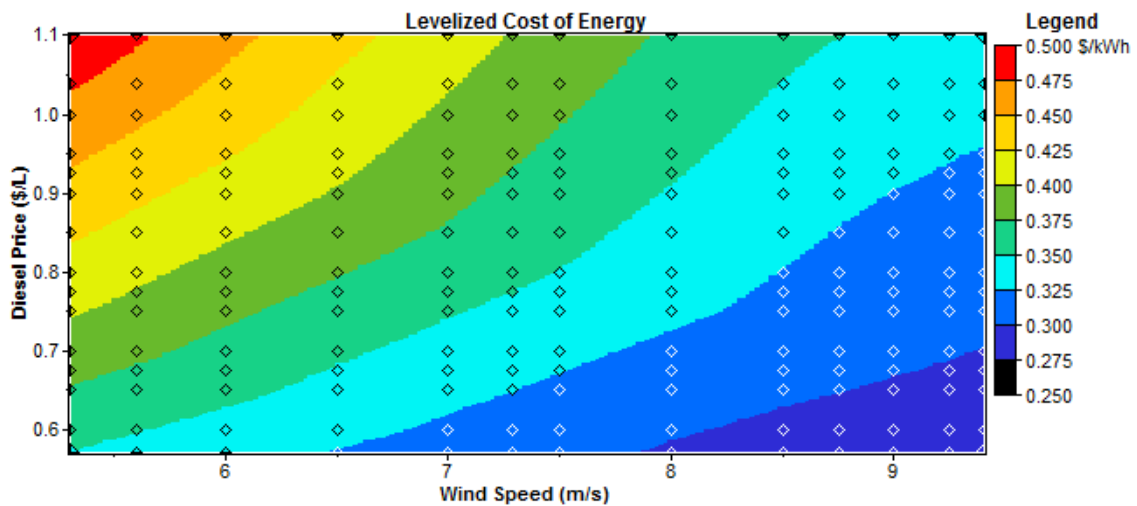


Figura 38 - COE en función del precio del diesel y de la velocidad media anual del viento. Fuente: HOMER.

En la gráfica se aprecia lo que es lógico, con la disminución del precio del diesel disminuye también el COE. También comprobamos como al aumentar la velocidad del viento también se disminuye el COE al producir mayor energía con los aerogeneradores.

9 DISEÑO DE UN ALGORITMO PARA LA SIMULACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO CON MATLAB.

9.1 Introducción

Además de simular y optimizar con HOMER, se diseñó un algoritmo propio para la simulación y optimización de un sistema híbrido eólico-diesel.

En primer lugar es conveniente definir los conceptos de simulación y optimización para el ámbito de este proyecto:

- a) Modelado y simulación: Estudio del comportamiento horario de las diferentes configuraciones de sistemas híbridos durante un año calendario basado en modelos matemáticos del funcionamiento de los diferentes componentes.
- b) Optimización: Búsqueda de la mejor solución factible de entre todos los sistemas simulados para abastecer la demanda exigida con un LPSP determinado.

La primera finalidad del diseño de un algoritmo alternativo es la mayor comprensión del proceso de simulación que HOMER lleva a cabo. Puesto que el algoritmo utilizado por HOMER no está disponible para los usuarios ni explicado en ninguna documentación ofrecida por HOMER.

En segundo lugar el diseño de un algoritmo propio nos aportará mayor flexibilidad que HOMER, pudiendo modificar todos los aspectos que deseemos. El algoritmo realizado en MATLAB permitirá la introducción de parámetros que HOMER no permite así como el estudio de variables de salida que HOMER no proporciona.

El diseño del algoritmo para la simulación de un sistema híbrido se basó en las fuentes bibliográficas [13], [14], [15] y [16].

El diseño de la parte del algoritmo con los cálculos económicos se basó principalmente en la ayuda de HOMER, en el artículo [17] y en menor medida en el artículo [18].

En primer lugar se va a detallar el modelo matemático utilizado para el modelado y simulación del comportamiento del sistema híbrido en su conjunto. Posteriormente se explicará como se realiza la elección del sistema óptimo.

Finalmente se aplicará el algoritmo para el modelado, simulación y optimización del sistema híbrido en la localidad de Guadalupe. Se contrastarán los datos obtenidos con los resultados del sistema óptimo proporcionado por HOMER.

Únicamente se diseñó un algoritmo para una gestión de la producción del tipo load following, o seguimiento de la demanda. O lo que es lo mismo, el generador diesel se utiliza a cargas parciales cuando los aerogeneradores y las baterías no pueden satisfacer

la demanda. Este es justo la forma de gestión de la simulación 1 realizada con HOMER. Por tanto será esta la utilizada para contrastar los resultados.

La metodología propuesta puede ser aplicada en cualquier otro sistema aislado con su tipo de potencial eólico característica, para estimar el sistema híbrido eólico diesel que garantiza el suministro de determinada demanda.

Las líneas de comandos del algoritmo se encuentran en el Anexo X.

9.2 Modelado y simulación

La simulación realizada es similar a la de HOMER. Se trata de una simulación de los datos horarios de un año completo.

9.2.1 Modelo matemático de los componentes

A continuación se va a detallar el modelo matemático utilizado para describir el comportamiento de los componentes elementales de la instalación.

Las configuraciones de sistemas híbridos que soporta el algoritmo pueden estar formadas por los siguientes elementos:

- a) Aerogeneradores
- b) Grupos electrógenos de combustión interna
- c) Bancos de baterías de plomo ácido
- d) Inversores

9.2.1.1 Aerogenerador

La potencia eólica obtenida en cada hora será la siguiente:

$$P_{GE} = N_{aero}^o \frac{\rho}{1.2215} P_{GE}(v)^*$$

Donde:

P_{GE} = Potencia generada por los aerogeneradores.

ρ = Densidad del aire media anual

N_{aero}^o = Número de aerogeneradores

$P_{GE}(v)^*$

= Potencia generada por un aerogenerador segun la curva de potencia a la velocidad v

El problema que se encuentra es que el correcto cálculo de la potencia generada dependerá del detalle que se tenga en la curva de potencia del aerogenerador.

Generalmente, en la curva de potencia los fabricantes aportan los datos de potencias referidos a velocidades enteras, 1m/s, 2m/s etc. Para calcular las potencias generadas en velocidades intermedias de viento se realizaron interpolaciones lineales entre las potencias con velocidades enteras.

9.2.1.2 Grupo electrógeno diesel

En general se realizó un modelo matemático que podría adaptarse a cualquier generador de combustión interna, pero se particularizó para el uso de diesel como combustible.

Como ya se ha comentado el grupo diesel funciona siguiendo a la demanda, lo que bajará enormemente la eficiencia y aumentará el consumo.

Para el cálculo de la cantidad de combustible consumido en cada intervalo de tiempo de la simulación (hora) se utiliza la siguiente ecuación:

$$v_f = \frac{SFC_m \cdot P_{GD}}{\eta_{GD}}$$

v_f = Volumen de combustible consumida en una hora [l]

SFC_m = Consumo medio específico de diesel a potencia nominal [l/kWh]

η_{GD} = Rendimiento medio del generador diesel

P_{GD} = Potencia que se le demanda al generador diesel (kW)

Este cálculo del volumen de combustible consumido es algo pobre ya que, como sabemos, el rendimiento del generador diesel depende totalmente de la carga a la que esté abasteciendo. La utilización por tanto de un rendimiento medio es generalizar demasiado. HOMER calcula el rendimiento del generador en cada momento con la ayuda de las gráficas introducidas como parámetros.

El volumen total consumido en el intervalo de tiempo (t_0 , $t_0+\Delta t$) será la integral de todos los volúmenes consumidos en cada intervalo de tiempo.

$$V_f = \int_{t_0}^{t_0+\Delta t} v_f dt$$

9.2.1.3 Banco de baterías

El banco de baterías viene dado por el la tensión V, las horas de autonomía y la máxima profundidad de descarga (Depth Of Discharge), DOD_{max} . La máxima profundidad de descarga está altamente relacionada con la vida útil de las baterías, como ya se ha explicado.

Durante la operación normal la capacidad de las baterías variará entre Q_{\min} y Q_{\max} [Ah].

$$Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}$$

Donde:

$$Q_{\min} = (1 - DOD_{\max})Q_{\max}$$

Se podría tener en cuenta que la tensión del bus V no es siempre constante, que dependerá del estado de carga de las baterías así como de la temperatura del ambiente, en este caso se considera que se mantiene prácticamente constante.

El estado de profundidad de descarga (DOD) del banco de baterías en cada momento vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$DOD = 1 - \frac{Q}{Q_{\max}} \leq DOD_{\max}$$

El comportamiento del banco de baterías se modela matemáticamente con la ayuda de dos conjuntos de ecuaciones. El primero para la carga y el segundo para la descarga.

Para la carga se utiliza la siguiente ecuación:

$$\Delta Q(\Delta t) = \frac{\Delta E(t)}{V}$$

Donde:

$$\Delta E(\Delta t) = \int_{t_0}^{t_0 + \Delta t} (\delta N(t) \cdot \eta_c) dt$$

Donde

$\delta N(t)$ = Potencia sobrante para almacenar

η_c = rendimiento en la carga de las baterías

$\Delta E(\Delta t)$ = Energía almacenada en el intervalo de tiempo Δt

El estado de la capacidad de las baterías posterior a ese intervalo de tiempo es entonces:

$$Q(t_0 + \Delta t) = Q_0 + \Delta Q(\Delta t) \leq Q_{\max}$$

Teniendo en cuenta que el intervalo de tiempo escogido es una hora y el tiempo total es el de un año. Se deberán calcular 8760 valores para cada simulación.

Para la descarga la disminución de la capacidad de las baterías vendrá dada por esta otra ecuación:

$$\Delta'Q(\Delta t) = \frac{\Delta'E(t)}{V}$$

Donde:

$$\Delta'E(\Delta t) = \int_{t_0}^{t_0+\Delta t} \left(\frac{\delta'N(t)}{\eta_{des} \cdot \eta_{inv}} \right) dt$$

Donde:

η_{des} = eficiencia de descarga

η_{inv} = eficiencia del inversor

$\delta N'(t)$ = Potencia demandada a las baterías

$\Delta E'(\Delta t)$ = Energía descargada de las baterías en el intervalo de tiempo Δt

El estado de la capacidad de las baterías posterior a ese intervalo de tiempo es entonces:

$$Q(t_0 + \Delta t) = Q_0 - \Delta'Q(\Delta t)$$

9.2.2 Simulación

Como ya se ha mencionado, el objetivo de la simulación es encontrar las diferentes configuraciones y tamaños de sistemas híbridos eólicos-diesel que satisfagan la demanda requerida.

Para limitar las configuraciones factibles se pueden añadir dos restricciones:

- Consumo anual máximo de combustible (Vf_{max}): Se pueden especificar los litros de diesel máximos que queremos que se consuman. Este límite puede estar justificado por temas medioambientales, de transporte de combustible u otros.
- Fiabilidad del sistema (f): Se puede introducir el porcentaje de fiabilidad que deseamos que tenga el sistema. Si por ejemplo se permite que un 5% de la demanda anual no sea satisfecha se introducirá una fiabilidad del 95%.

Los sistemas que no satisfagan las dos restricciones serán automáticamente desechados. Los tres parámetros que gobiernan el algoritmo son:

- La cantidad de combustible anual consumida, M_f (kg) o V_f (l).
- La potencia nominal del conjunto de los aerogeneradores, N_{0total} .
- La capacidad máxima del banco de baterías necesario, Q_{max} .
- La fiabilidad mínima del sistema, f_{min} . Que está relacionada con la máxima probabilidad de pérdida de suministro ($LPSP_{max}$) de la siguiente forma:

$$LPSP_{max} = 1 - f_{min}$$

9.2.2.1 Estructura del algoritmo de simulación

En la Figura 39 se muestra el diagrama de flujo iterativo que resume el algoritmo de simulación programado con MATLAB.

Las variables de decisión son N_{0total} , potencia nominal del conjunto de los aerogeneradores y Q_{max} , capacidad máxima del banco de baterías. Simplemente dividiendo por la potencia nominal de cada aerogenerador y la capacidad nominal de cada serie de baterías respectivamente obtendremos el número de aerogeneradores y el número de líneas de baterías en paralelo.

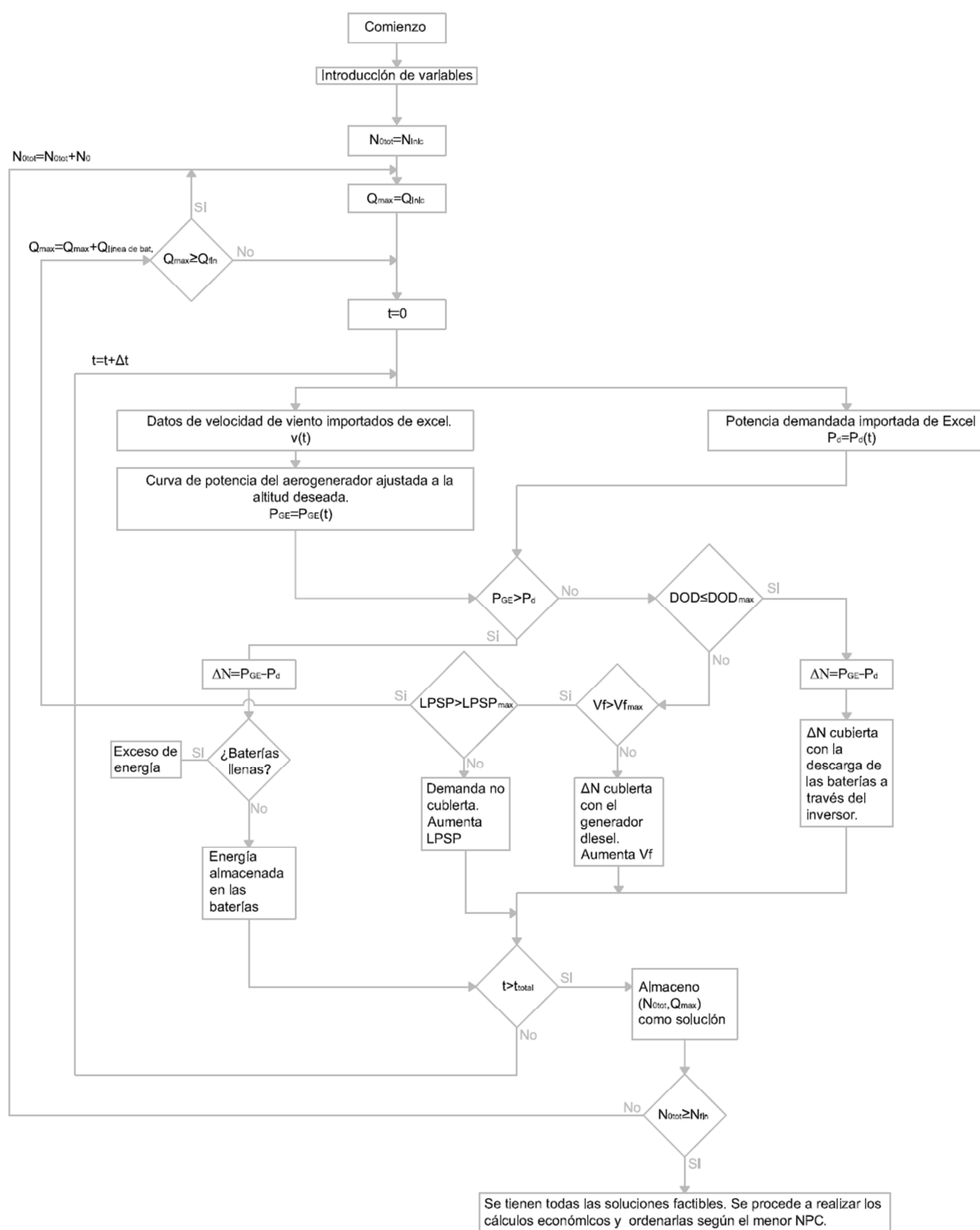


Figura 39 - Diagrama de flujo del algoritmo diseñado en Matlab para la simulación de las diferentes alternativas. Fuente: Elaboración propia.

9.2.2.2 Modos de operación del algoritmo

Durante la simulación de la operación del sistema híbrido se pueden encontrar las siguientes situaciones:

- i. Los aerogeneradores producen más potencia que la demandada por el sistema.

$$P_{GE}(t) > P_d(t)$$

La potencia sobrante, $\delta N(t)$, se expresará como:

$$\delta N(t) = P_{GE}(t) - P_d(t)$$

Se obtiene una energía sobrante que es almacenada en el banco de baterías mediante las ecuaciones de carga de las baterías anteriormente mencionadas.

$$\Delta E(\Delta t) = \int_{t_0}^{t_0 + \Delta t} (\delta N(t) \cdot \eta_c) dt$$

$$\Delta Q(\Delta t) = \frac{\Delta E(t)}{V}$$

El estado de carga de las baterías resultante es:

$$Q(t_0 + \Delta t) = Q_0 + \Delta Q(\Delta t) \leq Q_{max}$$

- ii. La producción eólica es menor que la potencia demandada.

$$P_{GE}(t) < P_d(t)$$

Se produce una cantidad de potencia no cubierta

$$\delta' N(t) = P_d(t) - P_{GE}(t)$$

- a. Primero, si el la profundidad de descarga de las baterías es menor que la profundidad de descarga de primer grado.

$$DOD \leq DOD_1$$

Donde DOD_1 es el primer grado de profundidad de descarga de las baterías

Entonces se cubre la demanda mediante las baterías a través del inversor. Se aplican las fórmulas de descarga de las baterías anteriormente explicadas:

$$\Delta' E(\Delta t) = \int_{t_0}^{t_0 + \Delta t} \left(\frac{\delta' N(t)}{\eta_{des} \cdot \eta_{inv}} \right) dt$$

$$\Delta' Q(\Delta t) = \frac{\Delta' E(t)}{V}$$

El estado de carga de las baterías resultante es:

$$Q(t_0 + \Delta t) = Q_0 - \Delta Q'(\Delta t)$$

- b. Si la ecuación $DOD \leq DOD_1$ no se cumple, la potencia no cubierta se debe satisfacer mediante el generador diesel. Se calcula la cantidad de combustible consumido y se le añade al total.

$$\delta v_f(\Delta t) = \int_{t_o}^{t_o+\Delta t} v_f dt$$

Donde:

$$v_f = \frac{SFC_m \cdot \delta'N(t)}{\eta_{GD}}$$

El combustible consumido hasta el momento $t_0+\Delta t$ es:

$$V_f(t_o + \Delta t) = V_f(t_o) + \delta v_f(\Delta t)$$

Bajo la restricción de que

$$V_f(t_o) \leq V_{f \max}$$

- c. I ninguna de las ecuaciones $DOD \leq DOD_1$ y $V_f(t_o) \leq V_{f \max}$ se satisface, se salta el primer grado de protección de las baterías y se cubre la demanda con la descarga de estas como en el apartado ii.a.

Bajo la condición $DOD \leq DOD_{\max}$

- d. En el caso extremo de que no se cumplan las condiciones para ninguna de las situaciones anteriores estaremos en un punto en el que no se podrá satisfacer la demanda sin descargar las baterías por debajo de su descarga máxima o sin consumir más combustible del máximo anual. En este caso se produce una demanda no cubierta y aumenta el LPLP. Por tanto disminuye la fiabilidad del sistema.

Mientras no se supere la probabilidad máxima de pérdida de suministro ($LPSP_{\max}$), es decir:

$$LPSP < LPSP_{\max}$$

Entonces se produce una cantidad de energía no cubierta (δLPS).

$$\delta LPS(t) = \int_{t_o}^{t_o+\Delta t} \delta'N(t) dt$$

Se suma a la energía total no cubierta y se calcula la probabilidad al dividirlo por la energía anual total demandada:

$$LPS(t_o + \Delta t) = LPS(t_o) + \delta LPS(\Delta t)$$

$$LPSP(t + \Delta t) = \frac{LPS(t + \Delta t)}{E_{anual}}$$

- iii. En el último caso en el que ninguna de las situaciones anteriores pueda ocurrir se trata de un momento en el que el sistema híbrido estudiado no cumple con la fiabilidad requerida. Por tanto se debe aumentar el número de aerogeneradores o el de baterías. Se aumenta una línea de baterías si aún no se ha llegado al límite y si no se aumenta un aerogenerador.

9.3 Optimización

Una vez realizadas las simulaciones con las diferentes configuraciones y tamaños de los elementos del sistema, se obtienen una serie de sistemas híbridos factibles. Estos sistemas híbridos son capaces de abastecer la demanda requerida con la fiabilidad impuesta y con un consumo anual de combustible menor del límite máximo que se le ha exigido.

La parte del algoritmo diseñado para la optimización del sistema trata justamente de escoger un sistema entre el conjunto de soluciones factibles. Para ello se basa, igual que HOMER, en el criterio de mínimo costo de ciclo de vida y para ello busca el menor NPC (Net Present Cost, coste actual neto). El algoritmo ordena los diferentes sistemas en orden de menor a mayor NPC y presenta el de mínimo NPC como el sistema óptimo.

La meta del proceso de optimización es encontrar los tamaños adecuados de cada variable de decisión: número de aerogeneradores, inversor necesario o no y número de baterías.

El NPC condensa todos los costos ocurridos durante el ciclo de vida del proyecto en el año actual, descontando los movimientos de capital futuros mediante una tasa de descuento. Al fin y al cabo es lo mismo que el valor actual neto solo que con diferente signo.

Para poder calcularlo, el usuario debe introducir la tasa de descuento y el tiempo de vida del proyecto. Se asume que todos los precios aumentan o disminuyen en la misma proporción. Bajo esta suposición la inflación puede sacarse como factor común fuera del análisis usando la tasa de interés real en vez de la tasa de interés nominal. Por tanto se pedirá introducir la tasa de interés real, que está relacionada con la tasa de interés nominal por la siguiente ecuación:

$$i = \frac{i' - f}{1 + f}$$

i = tasa de interés real

i' = tasa de interés nominal

f = tasa de inflación

Para cada componente del sistema se introducen los datos de coste inicial, coste de replazamiento, coste de mantenimiento y tiempo de vida. Además en el caso de incluir un generador será necesario introducir el precio del combustible.

Para cada componente el algoritmo combina el coste inicial, de replazamiento, de mantenimiento y de combustible, junto con el valor residual al final del ciclo de vida del proyecto, para calcular el costo anualizado de cada componente. Este es el costo hipotético constante que si se produjera cada año del ciclo de vida del proyecto resultaría un NPC igual al NPC que producirían los diferentes costes de los asociados a ese componente pagados en su momento.

Posteriormente se suman todos los costes anualizados de los diferentes componentes para obtener el costo total anualizado del sistema. Este es un dato importantísimo puesto que se va a utilizar para el cálculo de los dos resultados principales, el NPC y el coste de energía (COE) o coste por kWh.

Para calcular el NPC se usa la siguiente fórmula:

$$NPC = \frac{C_{anualiz.tot.}}{CRF(i, N)}$$

Donde

$C_{anualiz.tot.}$ = Coste total anualizado

i = tasa de interés real anual

N = Años de ciclo de vida del proyecto

El $CRF(.)$ es el factor de recuperación de capital (Capital Recovery Factor) . Es simplemente un factor utilizado para calcular el valor actual de una serie de flujos de caja anuales constante. Se define con la siguiente ecuación:

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1}$$

Finalmente, el coste de la energía (COE) se calcula dividiendo el coste anualizado total entre la demanda anual de energía.

$$COE = \frac{C_{anualiz.tot.}}{E_{anual}}$$

Donde:

E_{anual} = Energía total anual demandada

Se escoge el NPC como criterio para ordenar los sistemas óptimos frente al COE porque presenta una serie de ventajas. El COE puede no ser un buen indicador en ocasiones al dividir el coste anualizado por la demanda anual del sistema en vez de la energía real

servida. Esto supondrá errores en cuanto se decida no abastecer el total de la demanda, es decir, escoger una fiabilidad menor al 100%.

Como el NPC no sufre esta ambigüedad en su definición, se ha escogido como criterio de optimización. Vale la pena recordar que en el momento en el que se escoja una fiabilidad del 100% (como en este proyecto) tanto el COE como el NPC serán válidos para realizar la optimización, de hecho serán proporcionales.

9.4 Aplicación del algoritmo a Guadalupe

A continuación se va a utilizar el algoritmo diseñado para la definición del sistema híbrido óptimo con los datos de Guadalupe.

En la medida de lo posible, los datos introducidos fueron idénticos a los introducidos en HOMER para la simulación 1.

9.4.1 Introducción de datos y variables de decisión

		Rango de valores posible	Datos Guadalupe
Configuración del sistema		Híbrido eólico diesel con baterías, sin baterías y sólo diesel	Idéntico a la simulación 1 (ver apartado 6.1)
Restricciones	Fiabilidad	[0, 100] %	100%
	Consumo máximo diesel	[0, ∞] l/año	No hay máximo
Control del sistema	Tipo de gestión	Load following	Idéntico a la simulación 1 (ver apartado 6.3)
	Intervalo de tiempo	[10, 120] min	60 min
	Tiempo total	[1,30] años	1 año
Parámetros económicos	Tasa de interés real anual	[0, 100] %	3.84%
	Ciclo de vida	[0, ∞] años	20 años
Demanda			Se introduce la demanda horaria sintetizada por HOMER (ver apartado 6.5). Los 8760 valores horarios se exportan a una hoja Excel y se leen desde MATLAB.
Recurso eólico			Se introducen los datos horarios sintetizados por HOMER (ver apartado 4.4.1). Se exportan a una hoja Excel y se leen desde MATLAB.

Componentes del sistema	Aerogeneradores	Cualquier aerogenerador con cualquier curva de potencia. Cualquier nº máximo de aerogeneradores.	Idéntico a la simulación 1 (ver apartado 6.7.1). La curva de potencia se introduce a través de una hoja de Excel que es posteriormente llamada por Matlab.
	Baterías	Cualquier batería con su capacidad y tensión de bus. Cualquier nº máximo de baterías.	Idéntico a la simulación 1 (ver apartado 6.7.2) ¹
	Grupo electrógeno	Cualquier grupo electrógeno. Se deberá introducir uno con una potencia nominal similar a la demanda máxima.	Únicamente se contempla el de 10kW (ver apartado 6.7.3) ²
	Inversor	Cualquier inversor. Se deberá introducir un inversor (o inversores en paralelo) con una potencia similar a la máxima potencia eólica producida.	Únicamente se contempla el de 5 kW (dos en paralelo) (ver apartado 6.7.4)
Precio del combustible		$[0, \infty]$ €/l	0.7 €/l

Tabla 30 - Variables susceptibles de ser modificadas en el algoritmo y sus valores en el ejemplo de Guadalupe. Fuente: Elaboración propia.

Es importante recalcar el hecho de que HOMER calcula los ciclos de vida de las baterías y del generador diesel en función de sus condiciones de utilización. Para ello se basa en gráficas como la curva de vida de las baterías o la curva de eficiencia del generador diesel. El algoritmo de MATLAB no es capaz de realizar este cálculo, simplemente se introducen uno tiempo de ciclo de vida constante para las baterías y otro para el generador diesel, igual que se hace con los inversores y el aerogenerador.

9.4.2 Resultados

Tras realizar la simulación y optimización se agrupan todos los posibles sistemas que cumplen las restricciones en una matriz de resultados. Ésta es automáticamente

¹ Se introducen exactamente los mismos datos con excepción de la energía total almacenada a lo largo de su vida útil, curva de capacidad y curva de vida. Estos valores los utiliza HOMER para calcular la vida útil de las baterías. En este algoritmo se supone una vida útil de 8 años. Se introducen eficiencia de carga y de descarga constantes.

² Cambian los datos de vida útil, que se introducen en años en vez de horas y de curva de eficiencia, que no se contempla y se considera una eficiencia media de 48%.

exportada a un libro Excel. La Tabla 31 muestra los 5 primeros sistemas factibles de la matriz de resultados. Es decir, los 5 sistemas con menor NPC. Mientras que la Tabla 32 muestra los 5 primeros sistemas según la optimización realizada por HOMER.

Posición	Nº wt	Nº baterías	Nº inversores	Consumo diesel [l/año]	C _{inic} [€]	C _{anual inic.} [€]	C _{anual rep} [€]	C _{oym} [€]	C _{anual diesel} [€]	C _{anual} [€]	NPC [€]	COE [€/kWh]
1	3	12	1	6495,97	49189	3568,32	1366,36	550	4547,18	10031,86	138288,38	0,365
2	4	12	1	5408,50	59963	4349,90	1366,36	597	3785,95	10099,21	139216,83	0,368
3	5	12	1	4695,21	70737	5131,48	1366,36	644	3286,65	10428,49	143755,85	0,380
4	4	24	1	5083,89	64223	4658,93	1642,83	606	3558,72	10466,49	144279,70	0,381
5	3	24	1	6279,09	53449	3877,35	1642,83	559	4395,36	10474,55	144390,78	0,382

Tabla 31- Resultados del algoritmo diseñado en Matlab para Guadalupe. Fuente: Elaboración propia.

Posición	Nº wt	Nº baterías	Nº inversores	Consumo diesel [l/año]	C _{inic} [€]	C _{anual inic.} [€]	C _{anual rep} [€]	C _{oym} [€]	C _{anual diesel} [€]	C _{anual} [€]	NPC [€]	COE [€/kWh]
1	4	24	1	4868	64223	4659	1296	390	3407	9753	134438	0,355
2	3	24	1	5962	53449	3877	1423	386	4174	9860	135919	0,359
3	4	12	1	5562	59963	435	1214	405	3893	9862	135950	0,359
4	5	24	1	4183	74997	5441	1180	411	2928	9959	137281	0,363
5	3	12	1	6638	49189	3568	1352	401	4647	9968	137410	0,363

Tabla 32 - Resultados de la simulación 1 con HOMER Fuente: Elaboración propia.

Comparando los 5 resultados más óptimos de las dos simulaciones se pueden sacar las siguientes conclusiones.

Los dos primeros sistemas óptimos se parecen mucho, casi tienen el mismo NPC. Se trata de sistemas híbridos con 3 y 4 aerogeneradores. La diferencia radica en que en la simulación con Matlab las baterías óptimas son 12 mientras que en HOMER son 24. Esta diferencia es debida a que en Matlab se fija 8 años como la vida útil de las baterías, mientras que HOMER calcula la vida útil de éstas según su funcionamiento. Al incorporar 24 baterías aumenta la vida útil ya que operarán en un estado medio de carga mayor. Esto produce que se reduzca el coste anual debido a su remplazamiento y que sea más rentable frente a la opción de 12 baterías.

Comparando el consumo de diesel de cada uno de los resultados se comprueba que el obtenido con Matlab es algo mayor. Esto es debido a que el cálculo de HOMER es más preciso, ya que calcula la eficiencia en función de la carga a la que opera en cada momento el generador diesel, gracias a la curva de eficiencia proporcionada por el fabricante. Sin embargo, el algoritmo de Matlab supone una eficiencia media constante de 48%. Se supone tan baja porque la mayoría del tiempo va a funcionar con cargas bajas. Aún y todo salen consumos bastante similares.

Para comparar la disminución del diesel al introducir un aerogenerador más se comparan las posiciones 4 y 5 de los resultados de Matlab con la 1 y 2 de HOMER, las cuales son configuraciones idénticas. En Matlab, al aumentar de 3 a 4 aerogeneradores se consume un 19.03% menos de diesel y en HOMER un 18.34% menos. Se trata de valores muy parecidos así que parece que la simulación con el algoritmo de Matlab tiene sentido.

Para comparar los resultados económicos obtenidos nos fijamos ahora en el sistema de la posición 4 de los resultados de Matlab, que es el mismo del de la posición 1 de HOMER. Las diferencias entre ambos se observan con gran claridad en la Figura 40.

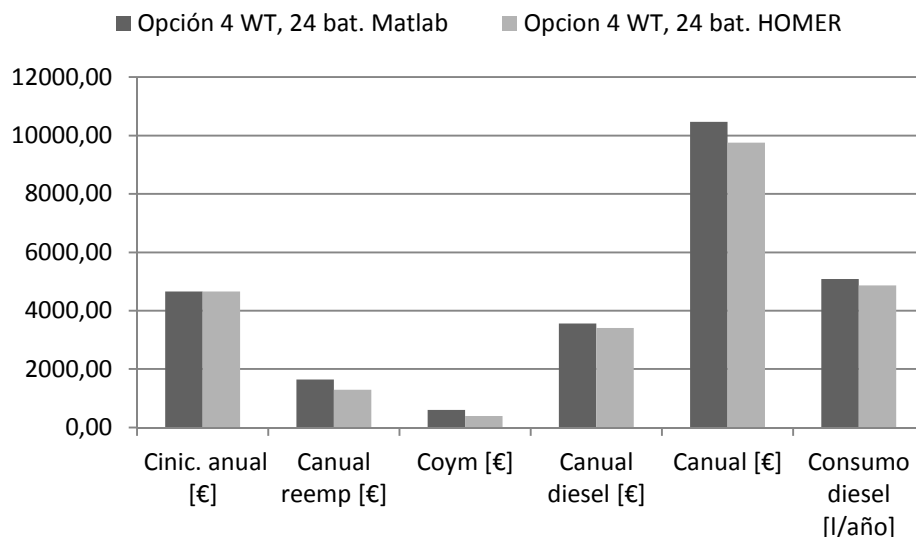


Figura 40 - Comparación entre los resultados de las configuraciones con 4 aerogeneradores y 24 baterías en HOMER y en Matlab.
Fuente: Elaboración propia.

El coste inicial de ambos es el mismo, así como el coste inicial anualizado. Es lógico ya que se compran los mismos componentes.

El coste anual de replazamiento es diferente. Esta diferencia es debida a dos razones: la diferencia entre la vida útil de las baterías comentada anteriormente y la diferencia en la vida útil de los generadores diesel, ya que en HOMER depende de las horas de funcionamiento de este y en Matlab se introduce como constante. Aun así los resultados son bastante similares.

El coste de operación y mantenimiento es mayor en Matlab. Esto se debe a que el coste de operación y mantenimiento del generador diesel es diferente, los demás son iguales. Ocurre así porque en Matlab se ha supuesto 400 €/año y sin embargo, HOMER lo calcula según las horas de funcionamiento. Obtiene un coste de alrededor de 200 €/año.

El coste anual del combustible es lógicamente mayor en la simulación de Matlab ya que, como se ha comentado, se consume más cantidad de combustible.

El coste anual, el NPC y el COE son proporcionales, por tanto los tres nos servirían en este caso para ordenar los sistemas de más a menos óptimo. Los tres salen algo mayores en la simulación de Matlab debido al mayor coste de operación y mantenimiento y de replazamiento que se ha comentado.

Se concluye que los resultados son bastante parecidos y que el algoritmo diseñado en Matlab es válido para la realización de una primera aproximación a la solución final. De hecho, de los cinco primeros sistemas óptimos, cuatro de ellos son los mismos en uno y en otro.

9.5 Conclusiones

Se van a presentar, a modo de conclusión, las ventajas, debilidades y puntos en común del algoritmo diseñado en Matlab frente al algoritmo que implementa HOMER.

9.5.1 Debilidades o limitaciones

- a) Menor precisión en el cálculo de los costes de remplazamiento debido a que se suponen constantes los ciclos de vida tanto de baterías como de generador diesel. Se podría mejorar introduciendo las gráficas de curva de vida para las baterías y en el caso del generador contando las horas que opera.
- b) Menor precisión en el cálculo de la eficiencia del generador diesel. Se supone constante y bastante baja ya que operará con cargas pequeñas. Se podría mejorar introduciendo la curva de eficiencia y calculando con esta la eficiencia en cada momento según la carga.
- c) Menor precisión en el cálculo de los costes de operación y mantenimiento del grupo electrógeno. Se suponen constantes al año mientras que HOMER los supone proporcionales a las horas que opera al año. Se podría mejorar contando las horas anuales que opera y multiplicando por el coste por hora.
- d) No existe la opción de introducir un rectificador y utilizar una gestión del tipo cycle charging. Es una gran limitación ya que esta gestión nos va a proporcionar mejores resultados. La modificación del algoritmo para tener en cuenta esta gestión sería bastante complicada.
- e) Interfaz complicada. Al contrario que en HOMER, se necesitan unos mínimos conocimientos de programación en Matlab para usar el algoritmo.
- f) No ofrece la opción de sintetizar los datos horarios de demanda ni de recurso eólico a partir de unos parámetros promedio.
- g) Ofrece una mayor cantidad de resultados y más ordenados.

9.5.2 Ventajas

- a) Código accesible para ser modificado.
- b) Se ha implementado la opción de elegir dos niveles de descarga máxima de las baterías. En primer lugar solo se llega al primero hasta que el consumo de diesel es mayor que el máximo anual, entonces se permite la descarga por encima del primer nivel hasta alcanzar el segundo nivel de descarga máxima. Esta es una forma de gestión que HOMER no incorpora.
- c) Se puede simular más de un año, cosa imposible con HOMER. Aunque los parámetros económicos no se calcularán.

- d) Resultados más accesibles. Si bien es verdad que HOMER ofrece una gran facilidad para la exportación de los resultados, con el algoritmo de Matlab se podrán obtener resultados que HOMER no ofrece, como por ejemplo, el porcentaje del tiempo que un generador diesel trabaja a una potencia superior a su potencia nominal pero inferior a su potencia de emergencia.
- e) Es posible añadir más parámetros para el afinamiento del cálculo. Por ejemplo se podría introducir una gráfica de eficiencia del inversor y utilizarla para calcular la eficiencia de éste según la carga que se le demande. También se podrían aumentar los cálculos de costes al introducir un módulo que calcule los conductores necesarios y sus costes iniciales, de remplazamiento y de mantenimiento.
- f) Con unas pequeñas modificaciones se podría utilizar con datos genéricos. Es decir, obtendríamos la potencia nominal óptima y la capacidad del banco de baterías óptimo para un consumo máximo de diesel. El inconveniente estaría en que deberíamos generalizar mucho en los costes al ponerlos en proporción de las potencias nominales.

9.5.3 Puntos en común

- a) Introducción de la fiabilidad que deseo y eliminación de los sistemas que no la cumplen.
- b) Restricción de máximo consumo anual de diesel y eliminación de los sistemas que no lo cumplen.
- c) Tratamiento económico idéntico a partir de las dimensiones de los sistemas obtenidos en la simulación.
- d) Simulación en intervalos horarios durante un año por defecto.

10 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

10.1 Elementos de la instalación

La instalación completa estará formada por los sistemas de generación, gestión y distribución que crearan una microred aislada capaz de cubrir la demanda de Guadalupe.

La generación se realizará a partir de los 4 aerogeneradores Whisper 500 de 3kW de potencia nominal cada uno o a partir del generador diesel FGWILSON P11-6S de 10kW de potencia nominal.

El sistema será principalmente gestionado a través de los dos inversores bidireccionales Victron Energy Quattro 24V/5000W/120A. También actuará en la gestión el control de arranque y parada del grupo diesel y el controlador del aerogenerador.

La distribución estará compuesta por los conductores que comunican las diferentes unidades de generación y gestión con los puntos de consumo. Únicamente se realizará el cálculo de los conductores para cuestiones eléctricas, es decir, para conocer las secciones y las pérdidas producidas en los mismos.

El sistema tendrá la configuración explicada en el apartado 7.1 y en la gestión del sistema será la explicada en el apartado 7.2.

En la Figura 41 se ha dibujado un esquema de los flujos de energía de la instalación para la mejor comprensión de la configuración.

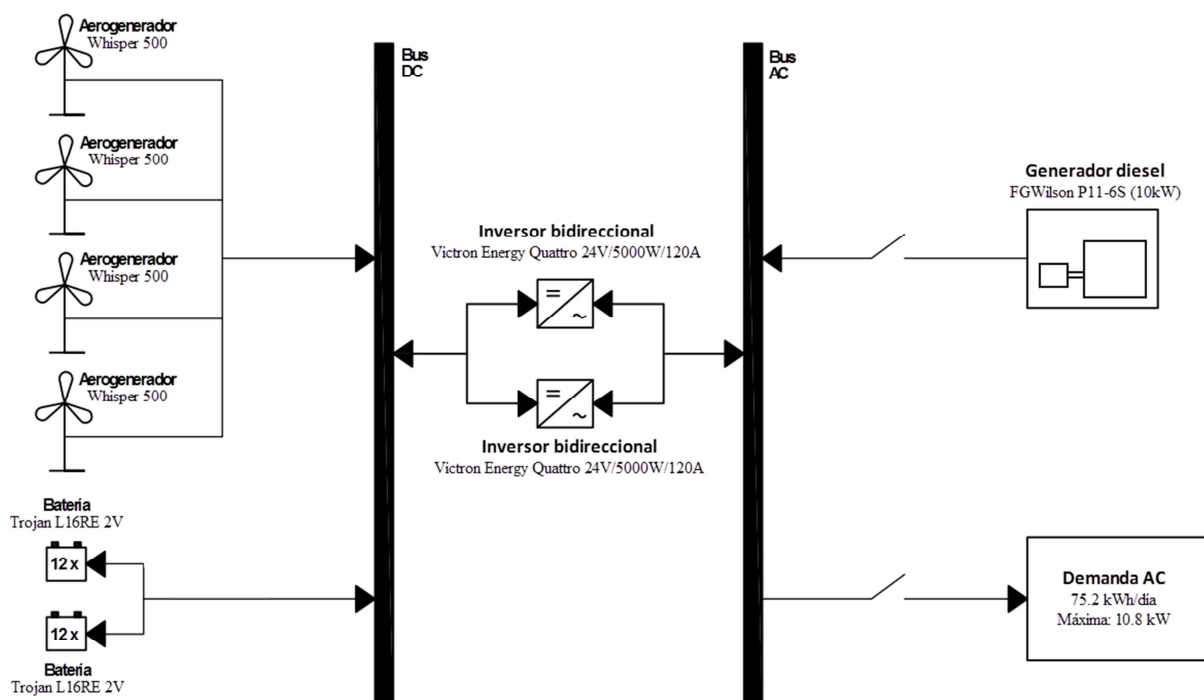


Figura 41 - Configuración de la solución final. Fuente: Elaboración propia.

El esquema de la instalación se encuentra en el apartado 10.3.

10.1.1 Aerogeneradores

Se van a instalar dos aerogeneradores. El modelo de aerogenerador empleado es el Whisper 500 cuyas hojas de características se pueden consultar en el Anexo V.

Para evitar que se produzcan pérdidas por reducción de la potencia del viento por efecto de un aerogenerador sobre el otro habrá que disponerlos de forma adecuada. La manera de reducir estas pérdidas es colocándolos en línea perpendicular a la dirección del viento. Hemos supuesto que la dirección del viento va a ser de noroeste a suroeste o al revés, así que los situaremos perpendicularmente a esta dirección. La distancia mínima recomendable entre los aerogeneradores es de dos o tres veces el diámetro del rotor del aerogenerador.

Los aerogeneradores se colocarán en las torres estándar de 21.3 m de alto aconsejadas por la empresa Southwest Power para sus aerogeneradores Whisper 500.

Los aerogeneradores llevan incluido el rectificador para cargar las baterías en CC y un controlador que controla la carga y descarga de las baterías manteniendo constante la tensión y detectando cuando están llenas al 100% o cerca de su máxima DOD.

10.1.2 Generador diesel

Se va a instalar un único generador diesel de 10kW de potencia, el FGWilson P11-6S. En el Anexo VIII se encuentran las hojas características del generador diesel.

Deberá estar en un lugar cubierto puesto que se trata de un grupo electrógeno abierto, sin carcasa. Se pretende que se encuentre junto al banco de baterías y los equipos de control en una caseta cubierta y cerrada pero ventilada.

Como se ha comentado, el generador es monofásico y de arranque automático. Incorpora un controlador para el sistema de arranque y control de velocidad.

10.1.3 Reguladores de baterías

No van a ser necesarios debido a que la carga y descarga de las baterías se puede controlar mediante la actuación conjunta en los inversores, controlador del aerogenerador y controlador del grupo electrógeno.

Se podría decir que el inversor bidireccional incorpora el regulador de carga de las baterías.

10.1.4 Banco de baterías

El banco de baterías estará en un lugar cubierto, en la caseta con el resto de equipos de control. Será necesario un espacio para dos líneas de 12 baterías Trojan L16RE-2V cada una. Se pueden encontrar las hojas de características de las baterías en el Anexo VI.

10.1.5 Inversores

Se instalarán dos inversores bidireccionales Victron Energy Quattro 24V/5000W/120A en paralelo. Gracias a la conexión en paralelo se podrán evitar pérdidas por conversión en el inversor al trabajar con cargas bajas.

Se pretende que mientras la carga no supere la potencia nominal del inversor (5 kW), sólo esté en funcionamiento uno de ellos. Sin embargo cuando la carga demandada sea superior, se conecte el segundo inversor trabajando el primero a potencia nominal y el segundo con la carga restante. Para ello haría falta un equipo de control que mida la carga a la salida de los inversores y marque la señal de arranque o parada del segundo inversor según se supere o no la potencia nominal de uno de ellos.

Se encontrarán también en la caseta cubierta y cerrada. Las hojas de características se encuentran en el Anexo VII.

10.1.6 Conductores

Los conductores se van a calcular de forma que cumplan únicamente dos criterios:

- a) Criterio de máxima caída de tensión admisible
- b) Criterio térmico: Que la intensidad no supere la intensidad máxima admisible por el cable para las condiciones de uso.

Para ello se deberá calcular la sección mínima que cumpla con ambos criterios en cada caso.

En primer lugar se utilizará el primer criterio para la aproximación de la sección de cable necesaria. A continuación se elegirá un conductor comercial con una sección algo mayor que la mínima y finalmente se comprobará si el conductor comercial empleado cumple el criterio térmico. Si no es así se aumentará la sección y se repetirá el proceso.

10.1.6.1 Conductores AC

La distribución de la electricidad en AC desde el punto A al total de puntos de consumo de la comunidad de Guadalupe se podrá realizar como muestra la Figura 42.

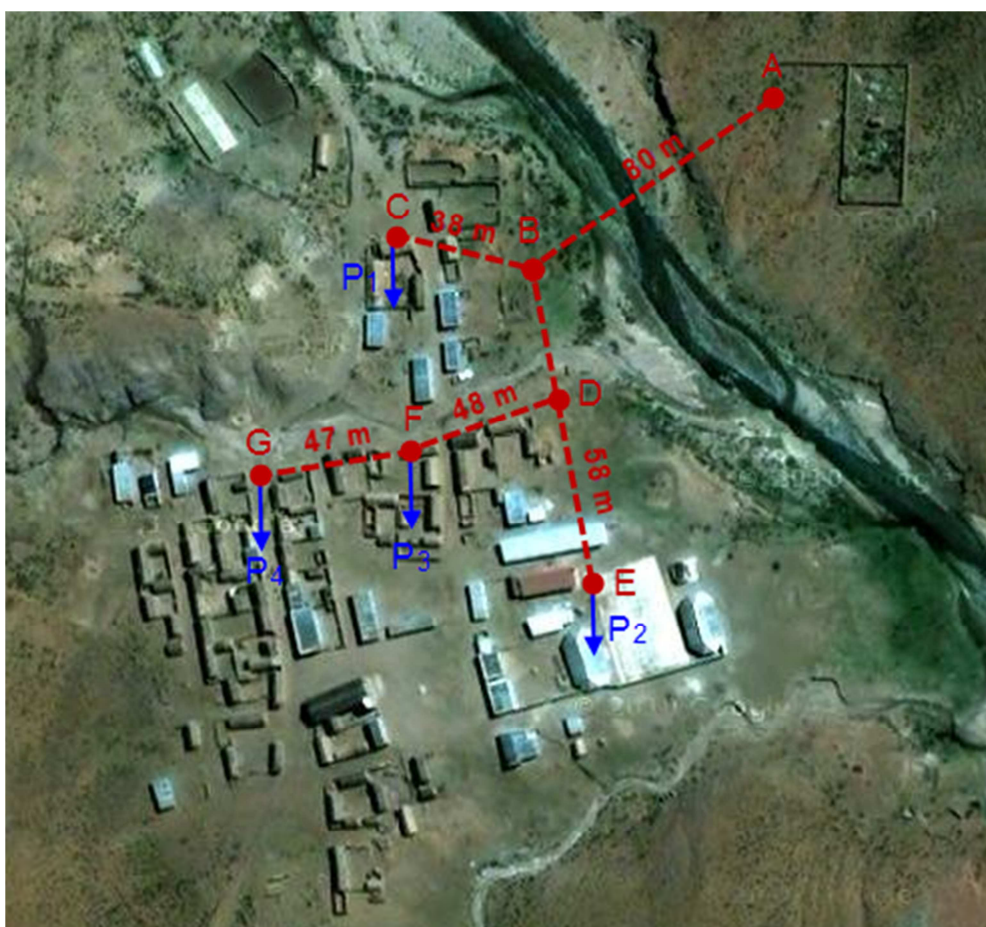


Figura 42 - Esquema de distribución de la corriente en AC desde el punto de generación A a los de consumo. Fuente: Elaboración propia a partir de imagen de Google Maps

En ausencia de una clara regulación en los cables de baja tensión en Bolivia se va a emplear el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de España. En concreto será aplicada la ITC-BT-06 referente a las redes aéreas para distribución en baja tensión y la UNE 21030. [19]. Los cables escogidos son Prysmian Al Polirret, que cumplen esta norma.

Para ayuda en los cálculos se utiliza el anexo II de la guía de baja tensión española, cálculo de caídas de tensión. [20]

En el Anexo III se muestran con mayor detalle las fórmulas utilizadas para el cálculo de las secciones mínimas en cada tramo.

La Tabla 33 muestra el resumen de los cálculos, con la sección mínima calculada para cada conductor, la sección escogida, la intensidad máxima admisible según la normativa ITC-BT-06 para ese cable y la intensidad real máxima que pasaría por ese cable.

Los cálculos se realizaron para conseguir una caída de tensión menor del 10% en el punto de mínima tensión.

Tramo	A que abastece	Potencia [kW]	longitud [m]	$U_{\text{inicio tramo}}$ [V]	Δu_{real} [V]	$S_{\text{mín}}$ [mm ²]	$S_{\text{cable escogido}}$ [mm ²]	Tipo cable	$I_{\text{máx cable escogido}}$ [A]	I_{real} [A]
AB	Todo	7,98	80	230	7,83	24,31	25	Al polirret	109	43,37
BC	Clínica + torre telecom. + 30% residencial	2,24	38	222,17	1,69	3,36	16	Al polirret	81	12,60
BD	Escuela + 70% residencial	4,94	41	222,17	4,02	13,97	16	Al polirret	81	27,79
DE	Escuela + 15% residencial	1,21	58	218,16	1,42	8,93	16	Al polirret	81	6,93
DF	55% residencial	3,73	48	218,16	3,62	14,46	16	Al polirret	81	21,37
FG	30 % residencial	2,03	47	214,54	1,96	15,68	16	Al polirret	81	11,83

Tabla 33 - Resumen de cálculos de los conductores AC. Fuente: Elaboración propia.

Por tanto los cables escogidos fueron del tipo Al polirret sin neutro fiador de 16 mm² de sección excepto en el primer tramo AB, que será de 25 mm².

Con esta elección se consigue que la menor tensión sea la del punto G, $V_G = 212.58$ V. Lo que supone una caída de tensión máxima de 7.6 %, menor que el 10% que se había fijado como límite.

Además todas las intensidades son menores que las máximas admisibles por la normativa. Por tanto se cumplen las dos condiciones.

10.1.6.2 Conductores DC

En este caso no sería de aplicación la norma ITC-BT-06. Por este motivo se ha escogido otro tipo de cables. Los cálculos se han realizado de forma similar pero considerando en este caso una caída de tensión máxima de 2%.

Los cálculos para los conductores en DC se hacen de forma similar. Lo único que debemos tener en cuenta es que la corriente es continua y por lo tanto eliminamos el parámetro $\cos(\varphi)$. Las fórmulas empleadas se encuentran en el Anexo III.

Se han calculado los siguientes cables:

- a) Cable 1: Cable de evacuación de potencia desde la góndola de cada aerogenerador hasta el controlador, que se encuentra en la caseta de máquinas, al lado de las baterías.
- b) Cable 2: Cable que transporta el total de la potencia entre el banco de baterías y el inversor.

En este caso imponemos que la caída de tensión no debe ser mayor del 2%. Es decir, no puede caer por debajo de 23.52 V.

El resumen de los cálculos de los conductores de DC se encuentra en la Tabla 34.

Cable	Potencia [kW]	Longitud [m]	U	S_{\min} [mm ²]	S_{cable} escogido [mm ²]	$I_{\text{máx cable}}$ escogido [A]	Tipo de cable	I_{real} [A]
1	9	56	24	30,54	150	404	Power Wind Alfumex DZ-K (AS)	375,00
2	10	5	24	3,03	240	490	Retenax Flex	416,67

Tabla 34 - Resumen de cálculos de los conductores DC. Fuente: Elaboración propia.

10.2 Resumen de justificación de variables del sistema

Variable de decisión	Opciones	Opción seleccionada	Justificación
Sistema de electrificación	Extensión de la red o sistema aislado	Sistema aislado	En el apartado 6.10.3 se demuestra como es menos costosa la opción aislada que la extensión de la red.
Tipo de sistema de generación	Se evalúan los siguientes tipos de sistemas de generación: diesel sin baterías, diesel con baterías, eólico sin baterías, eólico con baterías, híbrido eólico-diesel sin baterías, híbrido eólico-diesel con baterías	Sistema de generación eólico-diesel con baterías	Los resultados de las distintas simulaciones demuestran que es el sistema más económico
Inversor bidireccional o unidireccional	El inversor bidireccional permite el uso del generador diesel siempre a potencia nominal y utilizarlo para cargar las baterías. El unidireccional es más barato y el sistema es más sencillo de controlar.	Inversor bidireccional	Los resultados de las simulaciones muestran que es la opción más económica.
Generación	La centralizada facilita las	Centralizada	Guadalupe presenta

centralizada o descentralizada	labores de mantenimiento y protección de equipos pero se producen más pérdidas por transporte.		poca dispersión en sus hogares y se considera mejor para el mantenimiento y control un sistema centralizado. Además, se aprovecha una única caseta para la protección de todos los componentes.
Distribución AC/DC	AC permite el uso de equipos estándar, futura ampliación de red, posibles transformaciones para distribución y la integración de un generador diesel. CC evita pérdidas por conversión CC/AC	AC	La distribución AC permite a los consumidores la utilización de equipos estándar y facilita la conexión del generador diesel.
Distribución monofásica o trifásica	Monofásica es más económica y no necesita equilibrado de fases. Trifásica permite estandarización para una futura conexión a la red	Monofásica	Es más económica y no necesita cargas equilibradas. No se prevé la conexión a la red a corto plazo.
Distribución tendida o enterrada		Tendida	Requerimientos del cable menores y más fácil de mantener
Tipo de cable		Aislado, flexible y resistente al agua y a la radiación UV	Aislado para evitar accidentes, flexible para reducir la fatiga por las rachas de viento, resistente al agua y a la radiación UV para su uso en el exterior
Tensión del bus	Las tensiones estándar son 12/24/48 V. A mayor tensión menores pérdidas pero equipos más caros	24 V	Se escoge 24 V únicamente por cuestiones de mayor disponibilidad de equipos en Bolivia al ser la más utilizada.
Emplazamiento del sistema de generación	Eólica		Emplazamiento libre de obstáculos y abierto hacia el valle. Lejos del pueblo y separado por el río para atenuar el ruido de los

		aerogeneradores.
	Generador diesel	En la caseta de máquinas para protegerlo y atenuar el ruido puesto que se trata de un grupo electrógeno abierto.
	Inversores y baterías	En la caseta de máquinas para protegerlos y facilitar el mantenimiento
	Acceso	El emplazamiento tiene una pista próxima para el acceso para el mantenimiento.

Tabla 35 - Resumen de justificación de las variables del sistema. Fuente: Elaboración propia

10.3 Esquema de la instalación

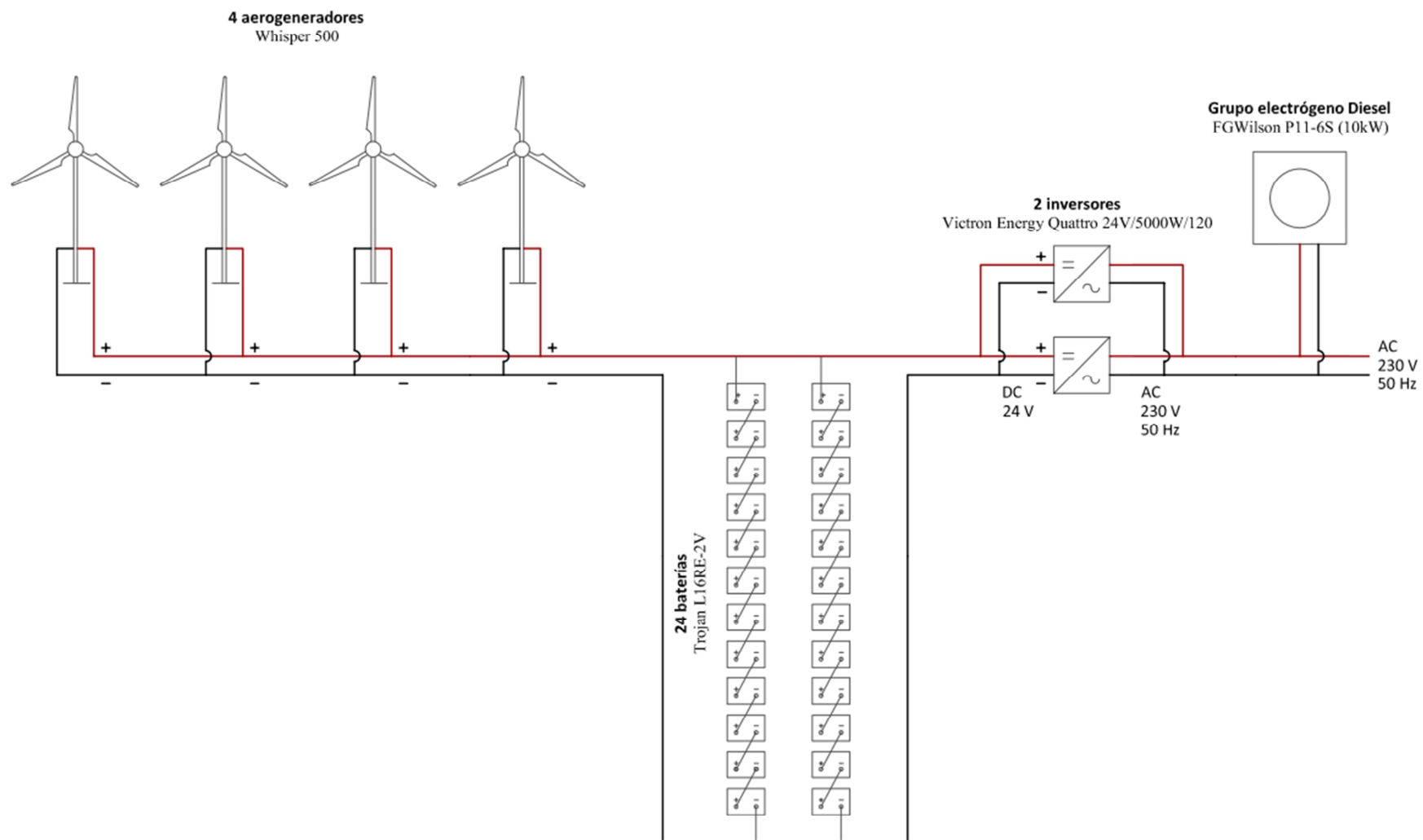


Figura 43 - Esquema de la instalación óptima seleccionada para la comunidad de Guadalupe. Fuente: Elaboración propia

10.4 Operación y mantenimiento de la instalación

10.4.1 Instalación modular

El dimensionamiento del sistema ha sido calculado según la demanda estimada para dentro de 20 años. Dado que se estima que la demanda aumente a lo largo del tiempo, significa que los primeros años el sistema estaría sobredimensionado. Generaría más energía de la necesaria y muchos equipos comprados estarían innecesariamente instalados y agotando poco a poco su vida útil.

Por ello, gracias al tipo de instalación modular, la idea es que se fueran añadiendo los generadores y el resto de equipos poco a poco a medida que la demanda lo necesite.

Una muy buena idea sería la de instalar en primer lugar un grupo de 24 baterías junto con los dos inversores en paralelo apoyando al grupo electrógeno existente en la actualidad en Guadalupe. Con esto hemos visto como se reduciría 0.186 €/kWh el COE y se ahorrarían 81.61 l/año de combustible. Posteriormente se podrían ir instalando los aerogeneradores de uno en uno según fuera aumentando la demanda.

Esta instalación y generación modular permite responder a variaciones de demanda no esperadas a lo largo de los años. Es decir, quizás la estimación no se ajuste a la realidad y la demanda quede muy por encima o por debajo de las estimaciones realizadas. Por ello sería posible aumentar o reducir el número de generadores y baterías para así servir de forma óptima la demanda eléctrica.

10.4.2 Mantenimiento

El mantenimiento que se va a llevar a cabo en el sistema será sobretodo preventivo y correctivo.

En cuanto al preventivo, entre otras habrá que revisar el nivel de electrolito de las baterías y rellenar con agua destilada si es necesario. Habrá que revisar y limpiar las conexiones de todo el sistema cada cierto tiempo. Por último revisiones cada cierto tiempo del grupo electrógeno y los aerogeneradores, revisiones por si existe pérdida de combustible y limpieza de la caseta donde se encuentran los equipos.

En cuanto al correctivo, habrá que reparar y sustituir en su caso, todas las piezas de los equipos que no funcionen correctamente. Necesitarán sobre todo este tipo de mantenimiento los equipos con un fuerte componente mecánico como el grupo electrógeno y los aerogeneradores.

11 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

En el presente proyecto final de carrera se ha estudiado la posibilidad de implantación de sistemas híbridos aislados eólicos-diesel en Bolivia así como los lugares más adecuados para realizar un proyecto de este tipo.

A continuación se ha escogido la comunidad de Guadalupe como un lugar adecuado para la realización de un proyecto de este tipo. Se ha realizado una simulación y optimización de un sistema aislado híbrido eólico-diesel de generación eléctrica para satisfacer la demanda de la comunidad.

Las principales conclusiones obtenidas son las siguientes:

- a) Existen en Bolivia numerosas zonas con un buen recurso eólico, incluso zonas con una media de viento de 9 y 10m/s. Es decir, de clase II o incluso I según el IEC (International Electrotechnical Commission). Sin embargo, estas zonas están por lo general electrificadas, por lo que no son aptas para la realización de un proyecto aislado.

Estas zonas si servirían para la realización de un parque eólico conectado a la red nacional. Pero este tema se sale de los objetivos del presente proyecto.
- b) La comunidad escogida de Guadalupe resultó a priori un buen lugar para la realización de un proyecto aislado híbrido eólico-diesel puesto que presenta un buen recurso eólico y está pobremente electrificado. El mayor problema que presenta es la irregularidad del viento durante el año.
- c) Los resultados de simulación y optimización con HOMER indican que para el perfil de demanda y el recurso eólico estimado en Guadalupe, el sistema óptimo de generación eléctrica para un proyecto de 20 años es un sistema híbrido eólico diesel con baterías. Ampliamente más económico que un sistema de generación diesel, uno con generación diesel y baterías y que un híbrido eólico-diesel sin baterías. Así como también más económico que la extensión de la red eléctrica.
- d) No existe un sistema aislado eólico con baterías capaz de satisfacer la demanda de Guadalupe debido al escaso recurso eólico en algunos meses.
- e) Aunque la disponibilidad de equipos renovables es limitada en Bolivia, es factible la instalación del sistema híbrido con equipos únicamente adquiridos en Bolivia.
- f) La optimización del dimensionado del sistema depende fuertemente de las variables económicas: coste inicial, coste de remplazamiento, costes de operación y mantenimiento, así como el coste del combustible y la tasa de interés real anual. Por lo tanto será necesario un estudio lo más detallado posible de estos costes en el lugar exacto de Guadalupe si se quiere afinar en la optimización.

- g) La solución de generación eléctrica depende especialmente del precio del diesel y este, a su vez, es especialmente variable. Por estas razones se realizó un estudio de sensibilidad del precio del diesel con HOMER.

Se verificó que con el precio actual del diesel subvencionado, son 3 aerogeneradores y 24 baterías los óptimos a instalar en el sistema híbrido. Sin embargo, las actuales subvenciones ya han sido cuestionadas e incluso eliminadas temporalmente sin éxito definitivo por protestas populares. Si el precio del diesel dejara de estar subvencionado y aumentara más de unos 0.875 €/l serían 4 los aerogeneradores óptimos y 24 baterías a instalar en el sistema híbrido.

- h) Se compararon los resultados de la simulación y optimización con HOMER de un sistema híbrido con inversor bidireccional en el cual el generador diesel trabaja principalmente a potencia nominal y con inversor unidireccional con el generador diesel siguiendo la demanda. Se obtuvo que el sistema con rectificador es más rentable económicamente, por lo tanto se eligió este tipo de sistema como el óptimo.
- i) Comparando las diferentes alternativas de sistemas híbridos con inversor bidireccional y el generador diesel trabajando a potencia nominal se concluyó que la mejor alternativa no era la propuesta por HOMER con un menor NPC. Se escogió un sistema con un aerogenerador más, que pese a ser algo más costoso presentaba una serie de ventajas.

En primer lugar como el aumento del coste no era muy alto, se traducía en un aumento del COE de 0.005 €/kWh.

En segundo lugar, en la solución final escogida el 70% de la energía producida es a partir de recursos renovables frente al 59 % de la óptima según HOMER.

Por último se reduce el consumo de diesel de forma significativa, de 5.378 l a 4.369 l. Esta no solo es una ventaja medioambiental que reduce las emisiones de CO₂, sino que también hace más independiente el sistema de Guadalupe frente a las oscilaciones del precio del diesel.

- j) Los resultados obtenidos con el algoritmo diseñado en MATLAB para la simulación y optimización del sistema muestran que la obtención de una combinación óptima de generadores pasa por la precisión con la que se desarrollen los modelos matemáticos de los componentes del sistema y el modelo de simulación. Es decir, el sistema óptimo obtenido con la simulación y optimización se ajustará tanto más a la realidad cuando más se ajusten el modelo y parámetros programados a la realidad.
- k) Una vez realizada la simulación y optimización con MATLAB se contrastó con la de HOMER. Los resultados óptimos obtenidos fueron muy parecidos.

Sin embargo, en la simulación existían diferencias debidas a la mayor exactitud del modelo matemático de HOMER para la eficiencia del generador diesel.

En la optimización del sistema también hubo diferencias debidas principalmente a las imprecisiones en el cálculo de costes de remplazamiento y de mantenimiento de baterías y del generador diesel. Estos se supusieron constantes cuando en realidad dependen de las condiciones de operación del sistema.

Aun así los resultados fueron muy similares por lo que se concluyó que el algoritmo es válido para realizar una primera aproximación a la solución del sistema.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. J. Carrillo Gonzalez, «Tesis: Análisis y Simulación de Sistemas Eólicos Aislados,» Universidad de Vigo, Vigo, 2001.
- [2] E. I. Baring-Gould, L. Flowers, T. Jimenez, P. Lilienthal y T. Lambert, Opportunities for Regional Rural Electrification Using Hybrid Power Systems, 2001.
- [3] G. Seeling-Hochmuth, «Optimisation of Hybrid Energy Systems Sizing and Operation Control,» University of Kassel, 1998.
- [4] TDE, Transportadora De Electricidad, «Mapa Eólico-República de Bolivia,» Cochabamba, Bolivia, 2008.
- [5] MEASNET, «Evaluation of site-specific wind conditions,» 2009.
- [6] MEASNET, «Power performance measurement procedure,» 2009.
- [7] 3TIER, «Informe final - Atlas eólico de Bolivia,» 2009.
- [8] Ministerio de Hidrocarburos y Energía - Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, «Plan de Universalización de Bolivia con Energía,» 2010.
- [9] Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia, «Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012 - 2022,» 2012.
- [10] SWIIS (Small Wind Industry Implementation Strategy) CONSORTIUM, «Small Wind Turbines Wind Resource Assessment. Some Basic Issues,» 2009.
- [11] U. P. J. Ripa, «Apuntes Energía Eólica (Tecnología energética), 5º Ingeniería Industrial».
- [12] 3TIER, «Evaluación estándar del recurso de energía eólica,» Panamá, 2009.
- [13] J. Kaldellis, «An integrated model for performance simulation of hybrid wind-diesel systems,» *Science Direct*, 2006.
- [14] J. Kaldellis, «Optimum autonomous wind-power system sizing for remote consumers, using long term wind speed data,» *Science Direct, Applied Energy*, nº 71, 2002.
- [15] G. T. V. J.K. Kaldellis, «Optimum sizing of an autonomous wind-diesel hybrid system for various representative wind-potential cases,» *Science Direct, Applied*

Energy, nº 83.

- [16] E. K. A. F. J.K. Kaldellis, «Sizing a hybrid wind-diesel stand-alone system in the basis of minimum long-term electricity production cost,» *Science Direct, Applied Energy*, nº 83.
- [17] P. G. a. P. L. Tom Lambert, «Micropower System Modeling With HOMER,» de *Integration of Alternative Sources of Energy*, John Wiley and Sons, Inc., 2006.
- [18] K. K. J.K. Kaldellis, «Cost-benefit analysis of remote hybrid wind-diesel power stations: Case study Agean Sea Islands,» *Science Direct, Energy Policy*, nº 35, 2007.
- [19] Ministerio de Ciencia y Tecnología, «ITC-BT-06 Redes aéreas para distribución en baja tensión,» 2003.
- [20] Ministerio de Ciencia y Tecnología, «Anexo II - Cálculo de caídas de tensión,» de *Guía técnica de aplicacion*, 2003.
- [21] National Renewable Energy Laboratory, Getting Started Guide for HOMER Version 2.1, 2005.
- [23] Agencia Internacional de La Energía, «World Energy Outlook,» 2008.
- [24] G. Seeling-Hochmuth, Optimisation of Hibrid Energy System Sizing an Operation Control, Kassel University, 1998.
- [25] J.K.Kaldellis, Stand-alone hybrid wind energy sistems, Woodhead Publishing Limited, 2010.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Comparativa de las funcionalidades de los diferentes paquetes de software. Fuente: Fuente bibliográfica [4].	30
Tabla 2 - Cobertura de electricidad en 2001, 2005 y 2010. Fuente: VEEA	45
Tabla 3 - Acceso a energía eléctrica en las áreas rurales según los departamentos. Fuente: elaboración propia a partir de los datos del INE	49
Tabla 4 - Tasas de crecimiento del índice de cobertura de la categoría residencial. Elaboración propia.	70
Tabla 5 - Tasa de crecimiento del índice de tenencia. Fuente: Elaboración propia.	70
Tabla 6 - Tasas de crecimiento de la potencia instalada en la estación de telecomunicaciones. Fuente: Elaboración propia	70
Tabla 7 - Tasas de crecimiento de la potencia instalada en la escuela y la clínica. Fuente: Elaboración propia.	71
Tabla 8 - Tasa de crecimiento para los puntos de luz del alumbrado público. Fuente: Elaboración propia.	71
Tabla 9 - Distribución horaria de la potencia consumida en Guadalupe. Fuente: Elaboración propia.	71
Tabla 10 - Distribución horaria por categorías en Guadalupe. Fuente: Elaboración propia.	72
Tabla 11 - Valores característicos de la demanda estimada para el año 20. Fuente: Elaboración propia.	72
Tabla 12 - Características de los cuatro aerogeneradores estudiados.	87
Tabla 13 - Valores de $f(v)$, $F(v)$, curva de potencia eléctrica del aerogenerador, curva de potencia eléctrica del aerogenerador a 4322.9 msnm, potencia del viento, potencialidad del viento y en bornes del generador, densidad de potencia del viento intervalos y coeficiente de potencia para intervalos de 1m/s para el Whisper 500. Fuente: elaboración propia.	91
Tabla 14 - Fórmulas para el cálculo de los parámetros empleados para la selección del aerogenerador. Fuente: elaboración propia	93
Tabla 15 - Valores de los parámetros empleados para la selección del aerogenerador. Fuente: elaboración propia.	93
Tabla 16 - Comparación de los distintos tipos de baterías. Fuente: Elaboración propia	95
Tabla 17 - Parámetros del aerogenerador para la simulación con HOMER	103
Tabla 18 - Parámetros introducidos en HOMER referentes al banco de baterías. Fuente: elaboración propia.	104
Tabla 19 - Parámetros introducidos en HOMER referentes al grupo electrógeno. Fuente: elaboración propia.	105
Tabla 20 - Parámetros relacionados con el inversor. Fuente: elaboración propia.	106
Tabla 21 - Tipos de configuraciones óptimas para un precio de 0.7 €/l. Fuente: Elaboración propia con datos de HOMER.	107
Tabla 22 - Parámetros relacionados con los costes de la extensión de la red eléctrica. Fuente: Elaboración propia.	109

Tabla 23 - Resultados de sistemas óptimos de HOMER para diferentes precios de diesel. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de HOMER.....	112
Tabla 24 - Tabla de parámetros adicionales en el estudio de sensibilidad del precio del diesel. Fuente: elaboración propia con datos del HOMER.	113
Tabla 25 - Parámetros relacionados con el inversor. Fuente: elaboración propia.....	115
Tabla 26 - Resultados para la simulación 2 agrupados por tipos de sistemas. Fuente: elaboración propia.	116
Tabla 27 - Soluciones óptimas del mismo tipo de configuración que la solución 2.1. Fuente, elaboración propia.	117
Tabla 28 - Resumen de los resultados más importantes obtenidos mediante todas las simulaciones con HOMER. Fuente: Elaboración propia.....	120
Tabla 29 - Características principales de la solución final escogida, Solución 2.2. Fuente: Elaboración propia.....	126
Tabla 30 - Variables susceptibles de ser modificadas en el algoritmo y sus valores en el ejemplo de Guadalupe. Fuente: Elaboración propia.....	143
Tabla 31- Resultados del algoritmo diseñado en Matlab para Guadalupe. Fuente: Elaboración propia.....	145
Tabla 32 - Resultados de la simulación 1 con HOMER Fuente: Elaboración propia. .	145
Tabla 33 - Resumen de cálculos de los conductores AC. Fuente: Elaboración propia.	154
Tabla 34 - Resumen de cálculos de los conductores DC. Fuente: Elaboración propia.	155
Tabla 35 - Resumen de justificación de las variables del sistema. Fuente: Elaboración propia.....	157
Tabla 36 - Tasas de crecimiento del índice de tenencia. Fuente: Elaboración propia..	171
Tabla 37 - Índice de tenencia proyectado para los diferentes años del ciclo de vida del proyecto. Fuente: Elaboración propia.....	171
Tabla 38 - Tasas de crecimiento del índice de cobertura. Fuente: Elaboración propia.	171
Tabla 39 - Crecimiento de los usuarios potenciales, el índice de cobertura y los abonados a lo largo de los 20 años. Fuente: Elaboración propia.....	172
Tabla 40 - Tasa de crecimiento de la potencia instalada en la escuela, la clínica y la estación de telecomunicaciones. Fuente: Elaboración propia.	172
Tabla 41 - Crecimiento de la potencia instalada en la categoría general. Fuente: Elaboración propia.....	172
Tabla 42 - Tasa de crecimiento del número de puntos de luz del alumbrado público. Fuente: Elaboración propia.....	172
Tabla 43 - Crecimiento de número de puntos de luz en la categoría de alumbrado público. Fuente: Elaboración propia.....	173
Tabla 44 - Distribución horaria de la demanda para el año 20. Fuente: Elaboración propia.	173
Tabla 45 - Resumen cálculos para los conductores de AC. Fuente: Elaboración propia.	178

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Elementos principales de un sistema híbrido.....	19
Figura 2 - Configuración de un sistema híbrido en serie.....	22
Figura 3 - Configuración de un sistema híbrido conmutado	23
Figura 4 - Configuración de un sistema híbrido en paralelo	24
Figura 5 - Zona cubierta por la simulación del 3TIER. <i>Fuente: Informe final 3TIER...</i>	35
Figura 6 - Sectores con mayores velocidades medias anuales de viento. Fuente: elaboración propia a partir del mapa de velocidades medias de viento a 80 metros del elaborado por 3TIER	39
Figura 7 - Mapa Sistema Eléctrico de Bolivia. <i>Fuente: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas</i>	42
Figura 8 - Mapa de los proyectos de generación y transmisión de electricidad en Bolivia hasta 2022. <i>Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y energía</i>	43
Figura 9 - Cobertura de energía eléctrica por departamento para el año 2010. <i>Fuente: VEEA</i>	46
Figura 10 - Cobertura de energía eléctrica por departamento. Área Rural. Para 2010. <i>Fuente: VEEA</i>	49
Figura 11 - Cobertura Municipal de energía eléctrica para 2010. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del VEEA	51
Figura 12 - Situación de Guadalupe dentro del departamento de Potosí. <i>Fuente: Elaboración Propia.</i>	64
Figura 13 - Ubicación de Guadalupe. Fuente: Google Maps.	65
Figura 14- Evolución de la demanda media diaria. Fuente: elaboración propia.	72
Figura 15 - Datos de viento ofrecidos por 3-TIER para Guadalupe. <i>Fuente: 3-TIER.</i> ..	73
Figura 16 - Mapa factor Weibull k a 80m. Fuente: 3TIER	74
Figura 17 - Función de densidad de probabilidad de los datos de viento. Fuente: elaboración propia	76
Figura 18 - Función de distribución acumulada de las datos de viento. Fuente: Elaboración propia.....	77
Figura 19 - Ajuste por mínimos cuadrados parra el cálculo de los parámetros k y c. Fuente: elaboración propia.	78
Figura 20 - Ajuste de una distribución Weibull sugerido por HOMER para la comunidad de Guadalupe. Fuente: Elaboración propia con datos de HOMER	80
Figura 21 - Valores de velocidad de viento para Guadalupe: media mensual, media mensual de los máximos, media mensual de los mínimos diarios, máxima absoluta mensual y mínima absoluta mensual. Fuente: HOMER	81
Figura 22 - Perfil vertical del viento en Guadalupe según el método logarítmico. Fuente: HOMER.....	82
Figura 23 - Situación de los aerogeneradores respecto a los valles de los ríos. Fuente: Elaboración propia.....	86
Figura 24 - Comparación Cp de los distintos aerogeneradores. Fuente: elaboración propia.	92

Figura 25 - Cp, potencia eléctrica en bornes a 4322.9 msnm y potencia del viento respecto a la velocidad del viento para el Whisper 500. Fuente: elaboración propia.....	94
Figura 26 - Perfil de demanda diaria para la primera semana de Enero. Fuente: HOMER	102
Figura 27 - Coste de la extensión de la red eléctrica frente al coste de un sistema híbrido aislado. Fuente: HOMER	110
Figura 28 - Proyectos de líneas de transmisión de alta tensión en la zona de Potosí. Fuente: ENDE	111
Figura 29 - Variación del CAN junto con la producción eléctrica de los aerogeneradores. Fuente: HOMER.....	113
Figura 30 - Comparación de los NPC y COE de las diferentes alternativas. Fuente: Elaboración propia.....	121
Figura 31 – Comparación del coste inicial de las diferentes alternativas. Fuente: Elaboración propia.....	122
Figura 32 - Comparación del consumo y la producción del generador diesel de las diferentes alternativas. Fuente: Elaboración propia.	123
Figura 33 - Consumo anual de combustible diesel de las diferentes alternativas. Fuente: elaboración propia.	125
Figura 34 - Comparación de la producción eólica y la del generador diesel para las diferentes alternativas. Fuente: Elaboración propia.	125
Figura 35 - Gráfico del número de aerogeneradores óptimos frente al precio del diesel y a la velocidad anual media del viento. Fuente: HOMER.	128
Figura 36 - Fracción de energía renovable frente al precio del diesel y la velocidad anual media. Fuente: HOMER.....	129
Figura 37 - Consumo de diesel frente al precio del diesel y la velocidad anual media del viento. Fuente: HOMER.....	129
Figura 38 - COE en función del precio del diesel y de la velocidad media anual del viento. Fuente: HOMER.....	130
Figura 39 - Diagrama de flujo del algoritmo diseñado en Matlab para la simulación de las diferentes alternativas. Fuente: Elaboración propia.	137
Figura 40 - Comparación entre los resultados de las configuraciones con 4 aerogeneradores y 24 baterías en HOMER y en Matlab. Fuente: Elaboración propia.	147
Figura 41 - Configuración de la solución final. Fuente: Elaboración propia.	151
Figura 42 - Esquema de distribución de la corriente en AC desde el punto de generación A a los de consumo. Fuente: Elaboración propia a partir de imagen de Google Maps.	153
Figura 43 - Esquema de la instalación óptima seleccionada para la comunidad de Guadalupe. Fuente: Elaboración propia	158
Figura 44 - Distribución horaria de la demanda para el año 20 segun categorías. Fuente: Elaboración propia.....	174

ANEXOS

Anexo I - Obtención de la densidad del aire en función de la altura sobre el nivel del mar

Para el cálculo de la densidad del aire a la altura de 4322.9 msnm vamos a proceder exactamente igual a como lo hace HOMER según su manual, [21].

De acuerdo con la ley de los gases ideales, la densidad del aire esta definida como:

$$\rho = \frac{P}{RT}$$

Donde:

ρ = densidad del aire [kg/m^3]

P = presión [Pa]

R = constante de los gases para el aire [287 J/kgK]

T= temperatura [K]

La variable que vamos a calcular es el ratio de densidad de aire, que es la densidad real del aire en nuestro emplazamiento dividida por la densidad de aire en condiciones estándar, 15°C y al nivel del mar [17]. Usando la ley de los gases universales se puede expresar de la siguiente manera:

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \frac{P}{P_0} \left(\frac{T_0}{T} \right)$$

Donde:

P_0 = presión en condiciones estándar [101,325 Pa]

T_0 = temperatura en condiciones estándar [288.16 K]

La altitud afecta tanto a la presión como a la temperatura. Para altitudes inferiores de 10000 m se puede hacer la aproximación de que la temperatura decrece linealmente con la altura según la siguiente ecuación:

$$T = T_0 - Bz$$

Donde:

B = constante [0.00650 K/m]

Z = altitud [m]

Asumiendo esta simplificación, se puede considerar también que la presión depende de la altitud de la siguiente forma:

$$P = \left(1 - \frac{Bz}{T_0}\right)^{g/RB}$$

Donde:

G = aceleración de la gravedad, [9.81 m/s²]

Sustituyendo estas ecuaciones para P y T en la ecuación que definía el ratio de densidad del aire, se llega a la siguiente ecuación para calcular el ratio de densidad de aire:

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \left(1 - \frac{Bz}{T_0}\right)^{g/RB} \left(\frac{T_0}{T_0 - Bz}\right)$$

La ventaja de esta ecuación es que sólo z, la altitud, es una variable. Por lo tanto, con las aproximaciones realizadas se puede concluir que el ratio de densidad de aire es únicamente función de la altitud del terreno, z.

Anexo II –Análisis de la demanda y su distribución horaria en Guadalupe. Proyección para el ciclo de vida del sistema

En este anexo se encuentran las tablas de introducción de datos y resultados para la estimación de la demanda en Guadalupe y su proyección a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

Categoría residencial

En primer lugar se va a mostrar como aumenta el índice de tenencia de los diferentes aparatos en la categoría residencial. Para ello se utilizan las tasas de crecimiento de la Tabla 36 y se obtienen los índices de tenencia proyectados de la Tabla 37.

Tasas de Crecimiento del índice de tenencia				
Años	1 a 5	6 a 10	11a15	16 a 20
Potencia instalada (%)	5,0	5,0	2,0	2,0

Tabla 36 - Tasas de crecimiento del índice de tenencia. Fuente: Elaboración propia.

Índice de tenencia (%)																					
Año:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Iluminación (%)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Radio (%)	85	89	94	98	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Televisión (%)	15	16	17	17	18	19	20	21	22	23	24	25	25	26	26	27	28	28	29	29	30
Refrigerador (%)	10	11	11	12	12	13	13	14	15	16	16	17	17	17	18	18	18	19	19	19	20

Tabla 37 - Índice de tenencia proyectado para los diferentes años del ciclo de vida del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

A continuación se expone el aumento de abonados servidos para la categoría residencial, es decir, de hogares. Para ello se utilizan las tasas de crecimiento de usuarios potenciales y las de crecimiento del índice de cobertura, Tabla 38. La tasa de crecimiento de usuarios potenciales se considera constante durante los 20 años e igual a 1%.

Tasas de Crecimiento del índice de cobertura				
Años	1 a 5	6 a 10	11a15	16 a 20
Potencia instalada (%)	6,0	6,0	-	-

Tabla 38 - Tasas de crecimiento del índice de cobertura. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 39 se muestra el crecimiento de los usuarios potenciales, el índice de cobertura y los abonados a lo largo de los 20 años.

Categoría Residencial.																					
Descripción	Año																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Usuarios Potenciales	68	69	69	70	71	71	72	73	74	74	75	76	77	77	78	79	80	81	81	82	83
Índice de cobertura (%)	70	74	79	83	88	94	99	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Abonados Servidos	48	51	55	58	63	67	72	73	74	74	75	76	77	77	78	79	80	81	81	82	83

Tabla 39 - Crecimiento de los usuarios potenciales, el índice de cobertura y los abonados a lo largo de los 20 años. Fuente: Elaboración propia.

Categoría general

Para el cálculo de la proyección de la demanda de la categoría general se estimaron unas tasas de crecimiento de la potencia instalada en cada instalación: la estación de telecomunicaciones, la escuela y la clínica, ver Tabla 40.

Tasas de Crecimiento escuela				
Años	1 a 5	6 a 10	11a15	16 a 20
Potencia instalada (%)	2,0	1,0	1,0	1,0
Tasas de Crecimiento clínica				
Años	1 a 5	6 a 10	11a15	16 a 20
Potencia instalada (%)	2,0	1,0	1,0	1,0
Tasas de Crecimiento estación de telecomunicaciones				
Años	1 a 5	6 a 10	11a15	16 a 20
Potencia instalada (%)	1,0	1,0	0,5	0,5

Tabla 40 - Tasa de crecimiento de la potencia instalada en la escuela, la clínica y la estación de telecomunicaciones. Fuente: Elaboración propia.

Con estas tasas de crecimiento se estimó el aumento de la potencia instalada en las tres instalaciones de la categoría general, como se muestra en la Tabla 41.

Categoría General																					
Descripción	Año																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Clínica (kW)	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3
Escuela (kW)	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3
Telecomunicaciones (kW)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6

Tabla 41 - Crecimiento de la potencia instalada en la categoría general. Fuente: Elaboración propia.

Categoría alumbrado público

Del mismo modo que para la categoría general, se estimó también una tasa de crecimiento de los puntos de luz en el alumbrado público, Tabla 42.

Tasas de Crecimiento alumbrado público				
Años	1 a 5	6 a 10	11a15	16 a 20
Potencia instalada (%)	2,0	2,0	1,0	1,0

Tabla 42 - Tasa de crecimiento del número de puntos de luz del alumbrado público. Fuente: Elaboración propia.

Con esta tasa de crecimiento se estimó a su vez el número de puntos de luz que habrá en Guadalupe en los siguientes 20 años, ver Tabla 43.

Categoría alumbrado público																					
Descripción	Año																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Nº de puntos de luz.	20	20	21	21	22	22	23	23	23	24	24	25	25	25	25	26	26	26	26	27	27

Tabla 43 - Crecimiento de número de puntos de luz en la categoría de alumbrado público. Fuente: Elaboración propia.

Demanda horaria

Con la ayuda de las estimaciones anteriores y una estimación horaria de la demanda para cada equipo, así como la aplicación de un factor de simultaneidad y uno de utilización se elaboró la Tabla 44. Esta tabla muestra la demanda horaria de un día típico para el año 20, del mismo modo se realizaron tablas para los años 5, 10 y 15.

	Distribución horaria (kW)																									
	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00		
Alum. público	0,81 0,81																		0,81	0,81	0,81	0,81	0,81			
Iluminación	5,64 5,64																		5,64	5,64	5,64	5,64				
Radio	0,93 0,93 0,93																		0,93	0,93	0,93	0,93				
Televisión	0,40 0,40																		0,40	0,47	0,47	0,47				
Refrigerador	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66		
Escuela	0,32 0,32 0,32 0,32																		0,32	0,32	0,32	0,32	0,19	0,19	0,19	
Clínica	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10		
Telecomunicaciones	0,17 0,17 0,17 0,17 0,17 0,17 0,17 0,17 0,17 0,17 0,17 0,17 0,17 0,17 0,17 0,17																		0,10	0,10	0,10					
Total (kW)	0,76	0,76	0,76	1,57	7,21	6,40	1,95	2,12	2,44	1,51	1,51	2,84	2,52	1,19	1,51	1,51	2,44	2,84	7,98	7,98	7,98	7,21	1,57	0,76		

Tabla 44 - Distribución horaria de la demanda para el año 20. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 44 se aprecia más intuitivamente la distribución horaria de la demanda para el año 20.

Curva de Carga Diaria. Año 20

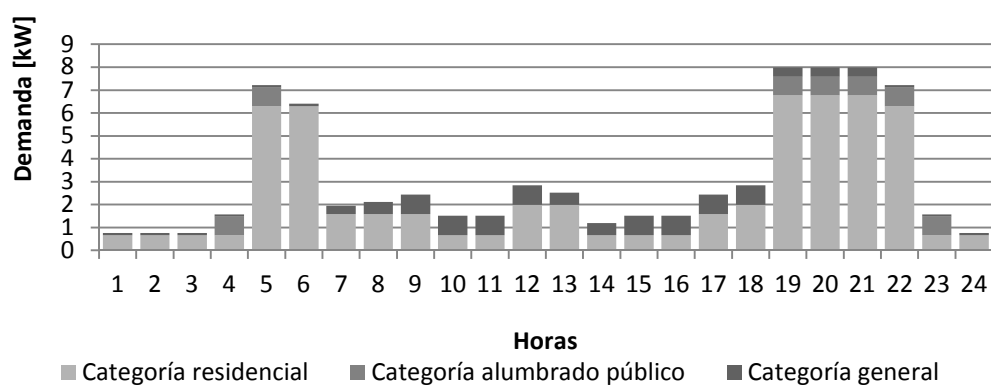


Figura 44 - Distribución horaria de la demanda para el año 20 segun categorías. Fuente: Elaboración propia.

Anexo III - Diseño y cálculo de los conductores para la distribución eléctrica

Los conductores se van a calcular de forma que cumplan únicamente dos criterios:

- a) Criterio de máxima caída de tensión admisible
- b) Criterio térmico

Para ello se deberá calcular la sección mínima que cumpla con ambos criterios en cada caso.

En primer lugar se utilizará el primer criterio para la aproximación de la sección de cable necesaria. A continuación se comprobará si en conductor comercial empleado cumple el criterio térmico. Si no es así se aumentará la sección y se repetirá el proceso.

Conductores CA

En ausencia de una clara regulación en los cables de baja tensión en Bolivia se va a emplear el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de España. En concreto será aplicada la ITC-BT-06 referente a las redes aéreas para distribución en baja tensión y la UNE 21030. [19]. Los cables escogidos cumplen esta norma.

Para ayuda en los cálculos se utiliza el anexo II de la guía de baja tensión española, cálculo de caídas de tensión. [20]

Criterio de máxima caída de tensión admisible

Se van a calcular las secciones necesarias de los conductores CA, los correspondientes a la distribución eléctrica desde el inversor hasta el punto de consumo para el sistema de generación y distribución propuestos.

Se considera inadmisibles una caída de tensión superior al 5% respecto a la tensión nominal. Por tanto la tensión al final del conductor de distribución no tiene que ser inferior al 95% de la tensión nominal del inversor situado junto a las baterías. Es decir:

$$\frac{(u_1 - u_2) \cdot 100}{u_1} \leq 5\%$$

Donde:

u_1 = Tensión nominal en bornes del inversor [V]

u_2 = Tensión en el punto de consumo [V]

Considerando todo como cargas resistivas puras se calcula la diferencia de tensiones entre extremos del conductor de la siguiente manera:

$$\Delta u = u_1 - u_2 = I \cdot R$$

Donde:

I = Corriente que circula por el conductor [A]

R = Resistencia del conductor [Ω]

Δu = Variación de tensión entre los dos extremos del cable [V]

Para calcular la resistencia del conductor se utiliza la siguiente ecuación:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{S}$$

Donde:

ρ = Resistividad del cable [$\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$]

l = longitud total del conductor, será 2 veces la longitud de la línea [m]

S = sección del conductor [mm^2]

Combinando las dos ecuaciones y despejando la sección del conductor, S :

$$S = \frac{l \cdot I \cdot \rho}{\Delta u}$$

Además, conocemos la potencia demandada, que la expresamos como:

$$P = U \cdot I \cdot \cos(\varphi)$$

Despejando I y sustituyéndola de nuevo en la ecuación anterior:

$$S = \frac{l \cdot P \cdot \rho}{\Delta u \cdot U \cdot \cos(\varphi)}$$

De esta forma, conocida la potencia demandada se puede obtener la sección necesaria para una determinada caída de tensión máxima.

Para todos los cálculos se escoge el mismo tipo de cable, el cual es adecuado para redes aéreas de distribución en baja tensión. Se trata de un cable de un conductor aislado con polietileno reticulado (XLPE), en haz, a espiral visible compuestos por aluminio sin neutro fiador. Tendrán un fiador de acero únicamente por cuestiones mecánicas.

En la norma ITC-BT-06 se buscan las intensidades admisibles por este tipo de cables.

Se desea que no exista una caída superior al 7% de tensión, es decir, 16.1 V.

Cable AB

En primer lugar se va a estudiar el cable AB, en el deseamos que se produzca una caída de tensión menor de 3.5%. Por tanto

$$\Delta u = \frac{3.5 \cdot 230}{100} = 8.05 \text{ V}$$

Calculamos la sección mínima del cable AB escogiendo que soporte la potencia máxima diaria estimada para el año 20, $P=7.98 \text{ kW}$, no la sobredimensionada por HOMER a partir de esta, que son 10.8 kW . Suponemos un $\cos(\varphi) = 0.8$ debido al tipo de cargas que existen en los hogares.

$$S_{AB} = \frac{\rho \cdot P \cdot l}{\Delta u \cdot U \cdot \cos(\varphi)} = \frac{2.82 \cdot 10^{-8} \Omega m \cdot 7.98 \text{ kW} \cdot 2 \cdot 80 \text{ m}}{8.05 \text{ V} \cdot 230 \text{ V} \cdot 0.8} = 24.31 \text{ mm}^2$$

Donde

$$\rho = \text{resistividad del aluminio, } 2.82 \cdot 10^{-8} \Omega m$$

Con la ayuda de la hoja de características del Anexo IX se escoge el cable de 25 mm^2 de sección.

Criterio térmico

Ahora se debe comprobar si cumple el criterio térmico, que vendrá marcado por la intensidad máxima admisible. Según la misma hoja de características la intensidad máxima admisible para este cable tendido con fiador de acero es 109 A .

Se calcula la intensidad en el cable escogido:

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos(\varphi)} = \frac{7.98 \text{ kW}}{230 \text{ V} \cdot 0.8} = 43.37 \text{ A}$$

Es mucho menor que la intensidad máxima admisible, 109 A , para líneas aéreas con fiador de acero, (ver hojas de características en el Anexo IX) así que se cumplen las dos condiciones.

De forma similar se realizan los cálculos para el resto de los tramos, dando como resultado la siguiente tabla.

Tramo	A que abastece	Potencia [kW]	longitud [m]	U _{inicio tramo} [V]	Δu_{real} [V]	S _{mín} [mm ²]	S _{cable escogido} [mm ²]	Tipo cable	I _{máx cable escogido} [A]	I _{real} [A]
Tabla 45 - Resumen cálculos para los conductores de AC. Fuente: Elaboración propia.										
AB	Todo	7,98	80	230	7,83	24,31	25	Al polirret	109	43,37
BC	Clínica + torre telecom. + 30% residencial	2,24	38	222,17	1,69	3,36	16	Al polirret	81	12,60
BD	Escuela + 70% residencial	4,94	41	222,17	4,02	13,97	16	Al polirret	81	27,79
DE	Escuela + 15% residencial	1,21	58	218,16	1,42	8,93	16	Al polirret	81	6,93
DF	55% residencial	3,73	48	218,16	3,62	14,46	16	Al polirret	81	21,37
FG	30 % residencial	2,03	47	214,54	1,96	15,68	16	Al polirret	81	11,83

Conductores DC

Los cálculos para los conductores en DC se hacen de forma similar. Lo único que debemos tener en cuenta es que la corriente es continua y por lo tanto eliminamos el parámetro $\cos(\varphi)$. La ecuación para el cálculo de la sección mínima queda de la siguiente forma:

$$S = \frac{l \cdot P \cdot \rho}{\Delta u \cdot U}$$

Se han calculado los siguientes cables:

- c) Cable 1: Cable de evacuación de potencia desde la góndola de cada aerogenerador hasta el controlador, que se encuentra en la caseta de máquinas, al lado de las baterías.
- d) Cable 2: Cable que transporta el total de la potencia entre el banco de baterías y el inversor.

En este caso imponemos que la caída de tensión no debe ser mayor del 2%. Es decir, no puede caer por debajo de 23.52 V.

Cable 1

Vamos a usar el mismo cable para todas las conexiones de los aerogeneradores. El tipo de cable es uno especial para la evacuación de potencia de aerogeneradores desde la góndola, Prysmian Powerwind Afumex DZ-K (AS).

Para ello vamos a realizar el cálculo de la sección mínima como si se tratara de un único aerogenerador con la potencia sumada de los cuatro y situado en el lugar del aerogenerador más alejado.

$$S_1 = \frac{l \cdot P \cdot \rho}{\Delta u \cdot U} = \frac{1.71 \cdot 10^{-8} \Omega m \cdot 9 kW \cdot 2 \cdot 56 m}{23.52 V \cdot 24 V} = 30.54 mm^2$$

Donde

ρ = resistividad del cobre, $1.71 \cdot 10^{-8} \Omega m$

l = Distancia torre + altura torre = $35 + 21 = 56 m$

P = Potencia sumada de los 4 aerogeneradores. 12 kW es la nominal, sin embargo, la potencia máxima que ofrecen según Homer a lo largo del año simulado es 8.59. Se escogen 9 kW para asegurarse.

Escojo entonces el cable de sección $70 mm^2$ de la hoja de características (Anexo IX). Sin embargo, este cable no cumple el criterio de máxima intensidad puesto que por el circularían 375 A y sólo pueden circular 243 según la normativa. Aumento entonces la sección hasta que se cumpla también el segundo criterio. Será necesario aumentar hasta $150 mm^2$ de sección para cumplirlo.

Por tanto el cable 1 será un Prysmian Powerwind Afumex DZ-K de $150 mm^2$ de sección.

Cable 2

Para la conexión entre el banco de baterías y el inversor utilizaremos un cable Prysmian Retenax flex. Este cable será el encargado de llevar al inversor la potencia conjunta de los aerogeneradores y de las baterías. También de cargar las baterías cuando el inversor bidireccional funciona como rectificador. Los cálculos son idénticos que en el cable 1.

$$S_2 = \frac{l \cdot P \cdot \rho}{\Delta u \cdot U} = \frac{1.71 \cdot 10^{-8} \Omega m \cdot 10 kW \cdot 5 \cdot 2 m}{23.52 V \cdot 24 V} = 3.03 mm^2$$

Donde

P = Potencia nominal inversor, 10 kW.

Por tanto vuelve a ser suficiente un cable de $70 mm^2$, sin embargo de nuevo no se cumple el criterio de máxima intensidad admisible. Para que se cumpla tenemos que escoger una sección de $240 mm^2$. Este cable admite 490 A según la norma y únicamente tendrá que soportar 416.67 A en esta instalación.

Estos cables podrían dimensionarse algo menores si se aplicaran coeficientes de temperatura que aumentarían la intensidad admisible de cada uno, puesto que en Guadalupe las temperaturas son muy bajas.

Anexo IV – Informe de HOMER de la solución final escogida

A continuación se presenta el informe de HOMER obtenido para la solución final escogida. En él se encuentran los resultados más importantes de la simulación realizada por HOMER. Se ha intentado presentar manteniendo el formato y valores que produce HOMER.

Sensitivity case

Wind Data Scaled Average: 7.29 m/s

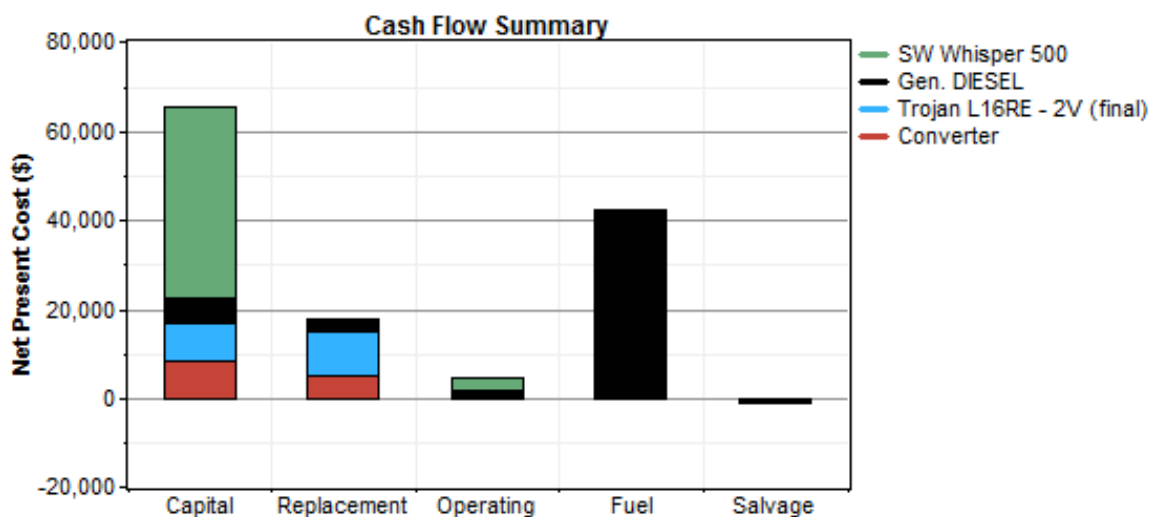
Diesel Price:	0.7 \$/L
---------------	----------

System architecture

Wind turbine	3 SW Whisper 500
Gen. DIESEL	10 kW
Battery	24 Trojan L16RE - 2V
Inverter	10 kW
Rectifier	10 kW
Dispatch strategy	Cycle Charging

Cost summary

Total net present cost	\$ 128,673
Levelized cost of energy	\$ 0.340/kWh
Operating cost	\$ 4,582/yr



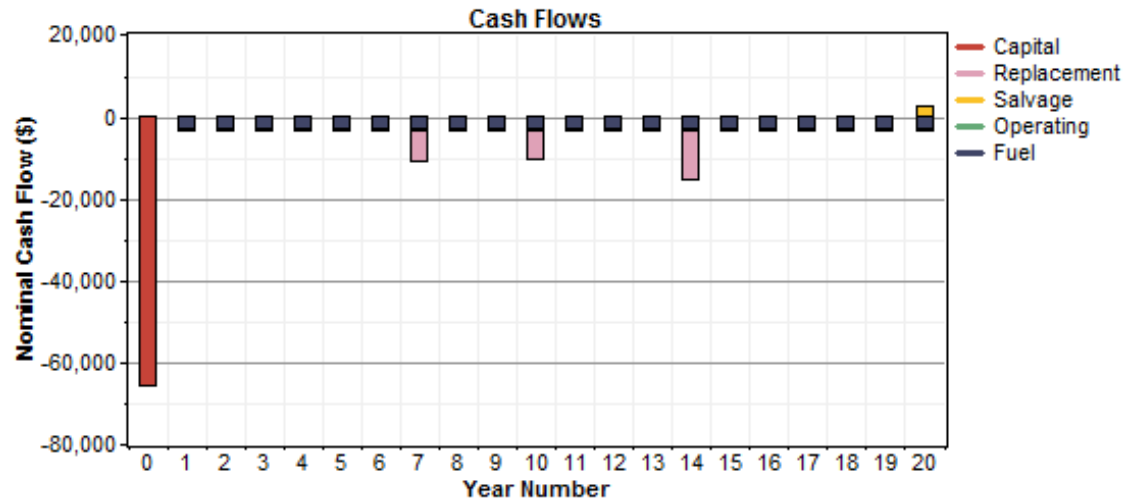
Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
SW Whisper 500	43,096	0	2,592	0	0	45,688
Gen. DIESEL	5,667	2,970	1,518	42,157	-1,188	51,124
Trojan L16RE - 2V (final)	8,520	10,004	248	0	-56	18,716
Converter	8,234	4,912	0	0	0	13,146
System	65,517	17,885	4,358	42,157	-1,244	128,673

Annualized Costs

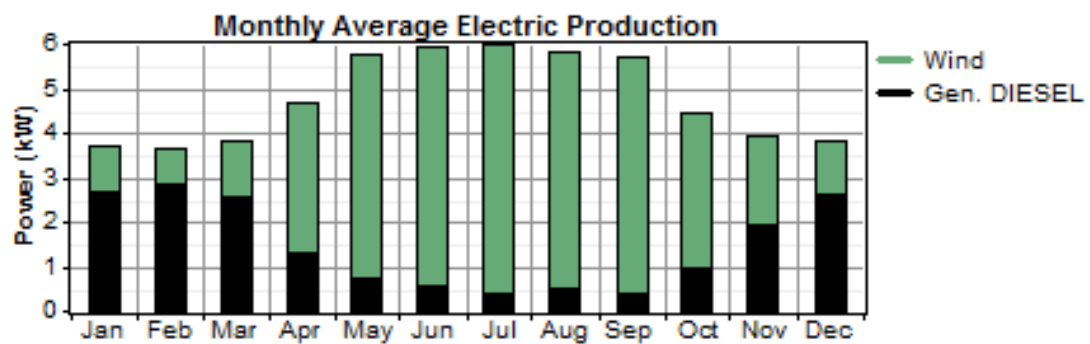
Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
SW Whisper 500	3,126	0	188	0	0	3,314
Gen. DIESEL	411	215	110	3,058	-86	3,709
Trojan L16RE - 2V (final)	618	726	18	0	-4	1,358
Converter	597	356	0	0	0	954

System	4,753	1,297	316 3,058	-90 9,334
--------	-------	-------	-----------	-----------



Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
Wind turbines	29,227	70%
Gen. DIESEL	12,714	30%
Total	41,941	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	27,448	100%
Total	27,448	100%

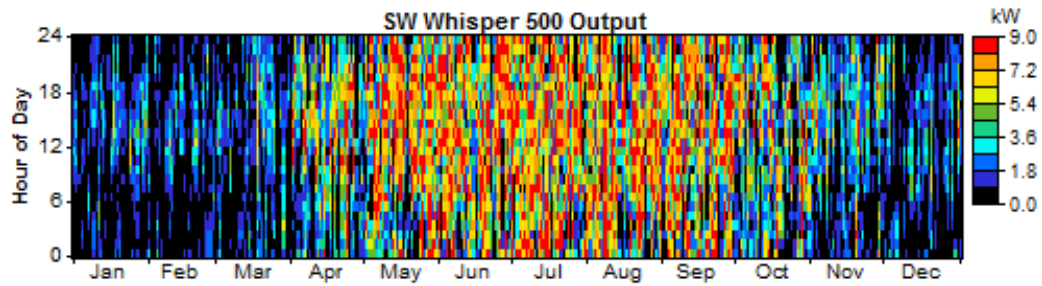
Quantity	Value	Units
Excess electricity	8,296	kWh/yr
Unmet load	0.0000867	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.697	

DC Wind Turbine: SW Whisper 500

Variable	Value	Units
Total rated capacity	12.0	kW
Mean output	3.34	kW
Capacity factor	27.8	%
Total production	29,227	kWh/yr

Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW

Maximum output	8.59 kW
Wind penetration	106 %
Hours of operation	7,385 hr/yr
Levelized cost	0.113 \$/kWh



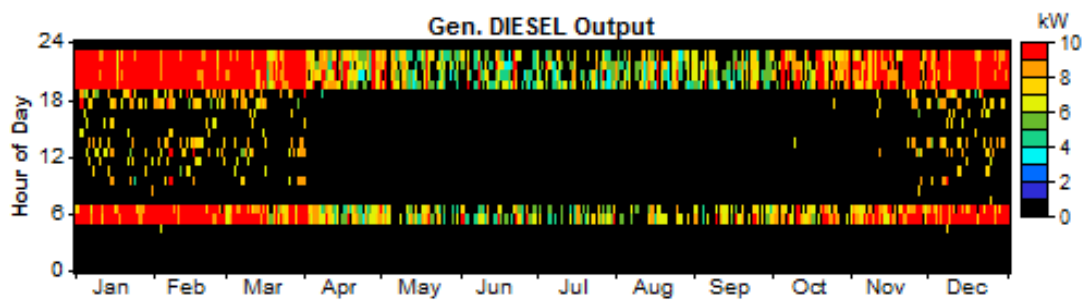
Gen. DIESEL

Quantity	Value	Units
Hours of operation	1,488 hr/yr	
Number of starts	759 starts/yr	
Operational life	13.4 yr	
Capacity factor	14.5 %	
Fixed generation cost	0.880 \$/hr	
Marginal generation cost	0.175 \$/kWhyr	

Quantity	Value	Units
Electrical production	12,714 kWh/yr	
Mean electrical output	8.54 kW	
Min. electrical output	3.07 kW	

Max. electrical output	10.0 kW
------------------------	---------

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	4,369 L/yr	
Specific fuel consumption	0.344 L/kWh	
Fuel energy input	42,989 kWh/yr	
Mean electrical efficiency	29.6 %	



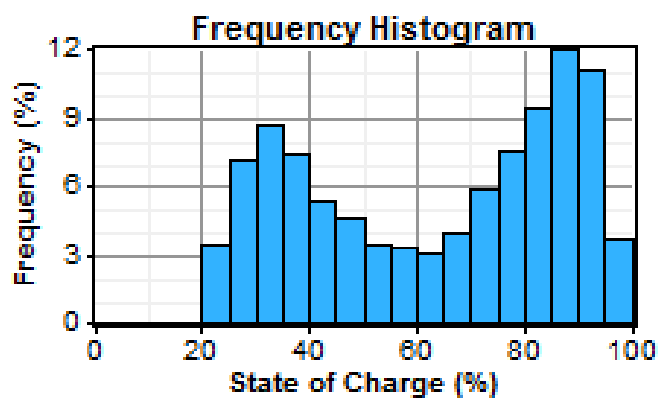
Battery

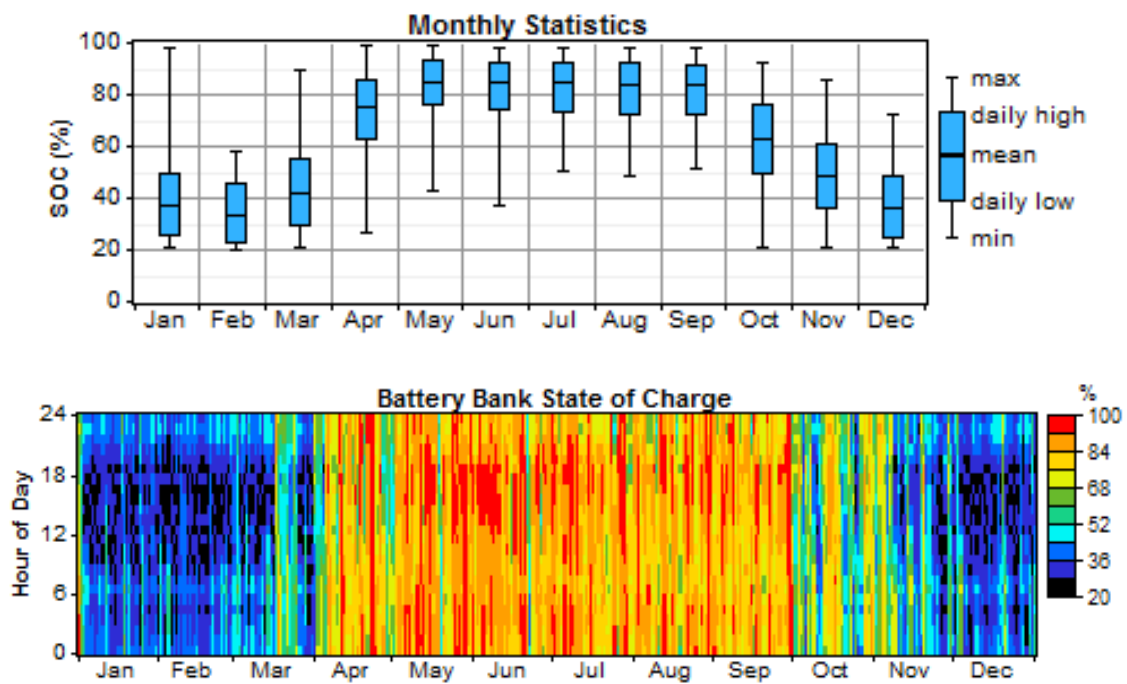
Quantity	Value
String size	12
Strings in parallel	2
Batteries	24
Bus voltage (V)	24

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	53.3 kWh	

Usable nominal capacity	42.6 kWh
Autonomy	13.6 hr
Lifetime throughput	49,339 kWh
Battery wear cost	0.159 \$/kWh
Average energy cost	0.132 \$/kWh

Quantity	Value	Units
Energy in	7,944 kWh/yr	
Energy out	6,786 kWh/yr	
Storage depletion	32.6 kWh/yr	
Losses	1,125 kWh/yr	
Annual throughput	7,360 kWh/yr	
Expected life	6.70 yr	

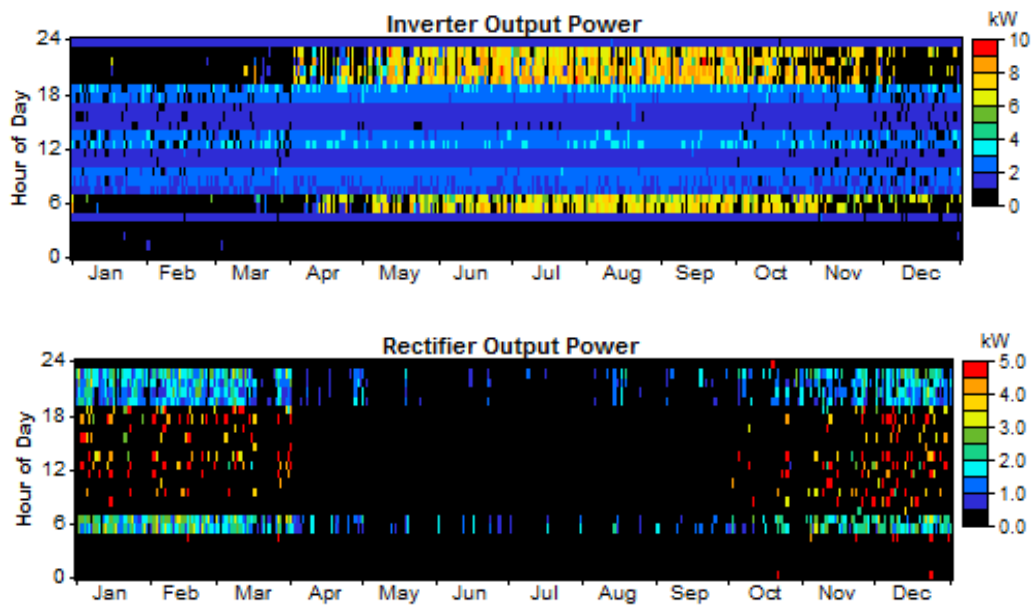




Converter

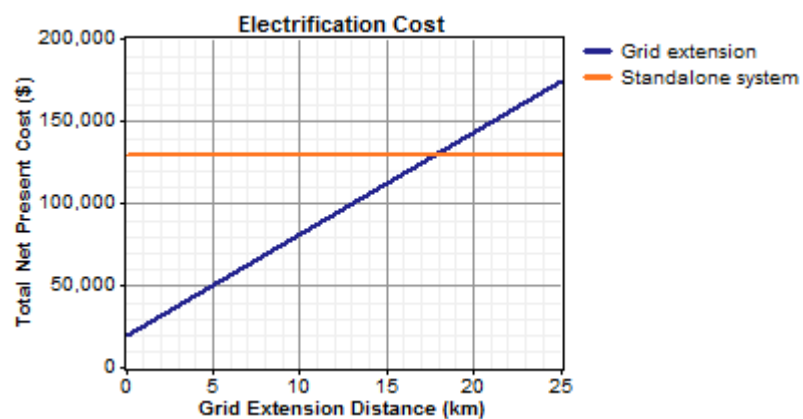
Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	10.0	10.0 kW	
Mean output	2.0	0.3 kW	
Minimum output	0.0	0.0 kW	
Maximum output	9.1	4.9 kW	
Capacity factor	20.3	2.7 %	

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	7,550	1,210 hrs/yr	
Energy in	22,182	3,011 kWh/yr	
Energy out	17,745	2,409 kWh/yr	
Losses	4,436	602 kWh/yr	



Grid Extension

Breakeven grid extension distance: 17.7 km



Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	11,505
Carbon monoxide	28.4
Unburned hydrocarbons	3.15
Particulate matter	2.14
Sulfur dioxide	23.1

Nitrogen oxides	253
-----------------	-----

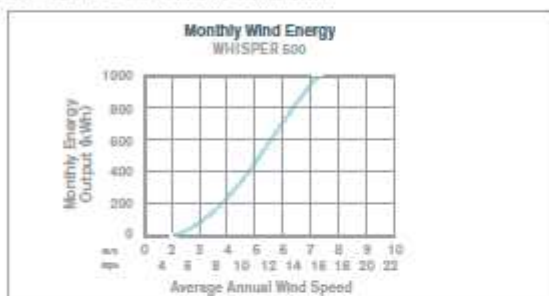
Anexo V – Hojas de características del aerogenerador Whisper 500



WHISPER 500

SERIOUS OFF-GRID PERFORMANCE

The Whisper 500 delivers significant energy for battery-charging applications. Its simple and rugged design includes a corrosion-resistant body and mechanical overspeed protection. Available with optional Whisper Controller and diversion load. Ships standard with corrosion resistant finish suitable for all environments, including coastal areas and extreme conditions.



Technical Specifications

Rotor Diameter	4.5 m (15 ft)
Weight	70 kg (155 lbs)
Shipping Dimensions (2 Boxes)	Body: 914 x 635 x 812 mm (36 x 25 x 32") Blades: 2235 x 305 x 152 (88 x 12 x 6")
Mount	12.7 cm pipe (5" schedule 40)
Start-Up Wind Speed	2.4 m/s (7.5 mph)
Voltage	24, 48 VDC (1-1V 230V available)
Rated Power	3000 watts at 10.5 m/s (24 mph)
Turbine Controller	Whisper controller
Body	Welded steel/ corrosion resistant finish
Blades	2-Carbon reinforced fiberglass
Overspeed Protection	Side-furling
Kilowatt Hours Per Month	538 kWh/mo at 5.4 m/s (12 mph)
Survival Wind Speed	55 m/s (120 mph)
Monitoring	LCD Display



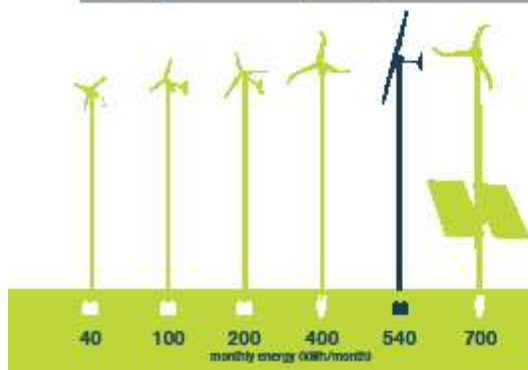
WHISPER^{500™}

FIVE-YEAR WARRANTY

**CORROSION
RESISTANT**

Southwest Windpower Inc. / USA
tel: +1.928.779.9463

Southwest Windpower GmbH / Germany
tel: +49 (0) 221 16 53 94 50



www.windenergy.com

Anexo VI – Hojas de características de la batería Trojan L16RE-2V



L16RE-2V DATA SHEET for Renewable Energy and Backup Power Applications

PREMIUM LINE

MODEL: L16RE-2V with Bayonet Cap
DIMENSIONS: inches (mm)
BATTERY: Flooded/wet lead-acid battery
COLOR: Maroon (case/cover)
MATERIAL: Polypropylene



PRODUCT SPECIFICATION

BCI GROUP SIZE	TYPE	CAPACITY ^A Amp-Hours (AH)								ENERGY (kWh)	VOLTAGE	TERMINAL Type	DIMENSIONS ^B Inches (mm)			WEIGHT lbs (kg)
		2-Hr Rate	5-Hr Rate	10-Hr Rate	20-Hr Rate	48-Hr Rate	72-Hr Rate	100-Hr Rate	100-Hr Rate				Length	Width	Height ^C	
PREMIUM LINE - DEEP-CYCLE FLOODED BATTERIES																
903	L16RE-2V ^A	722	909	1021	1110	1182	1210	1235	2.47	2 VOLT	5		11-5/8 (295)	7 (178)	17-11/16 (450)	119 (54)

CHARGING INSTRUCTIONS

CHARGER VOLTAGE SETTINGS (AT 77°F/25°C)	
	Voltage per cell
Absorption charge	2.35-2.45
Float charge	2.20
Equalize charge	2.58

Do not install or charge batteries in a sealed or non-ventilated compartment. Constant under or overcharging will damage the battery and shorten its life as with any battery.

OPERATIONAL DATA

OPERATING TEMPERATURE	SELF DISCHARGE	SPECIFIC GRAVITY
-4°F to 113°F (-20°C to +45°C). At temperatures below 32°F (0°C) maintain a state of charge greater than 60%.	Up to 4% per week	The specific gravity at 100% state-of-charge is 1.280

TERMINAL CONFIGURATIONS

S LT	L-Terminal
	Terminal Height inches (mm) 1-3/4 (43) Torque Values LB-IN (Nm) 100 – 120 (11 – 14) Through-hole Diameter (mm) 3/8 (10)

^A Polyon[®] Case



CHARGING TEMPERATURE COMPENSATION

To the Voltage Reading -- Subtract 0.005 volt per cell (VPC) for every 1°C above 25°C or add 0.005 volt per cell for every 1°C below 25°C.

EXPECTED LIFE VS. TEMPERATURE

Chemical reactions internal to the battery are driven by voltage and temperature. The higher the battery temperature, the faster chemical reactions will occur. While higher temperatures can provide improved discharge performance the increased rate of chemical reactions will result in a corresponding loss of battery life. As a rule of thumb, for every 10°C increase in temperature the reaction rate doubles. Thus, a month of operation at 35°C is equivalent in battery life to two months at 25°C. Heat is an enemy of all lead acid batteries, FLA, AGM and gel alike and even small increases in temperature will have a major influence on battery life.

- A. The amount of amp-hours (AH) a battery can deliver when discharged at a constant rate at 80°F (27°C) for Premium Line and maintain a voltage above 1.75 V/cell. Capacities are based on peak performance.
B. Dimensions are based on nominal size. Dimensions may vary depending on type of handle or terminal. Batteries to be mounted with .5 inches (12.7 mm) spacing minimum.
C. Dimensions taken from bottom of the battery to the highest point on the battery. Heights may vary depending on type of terminal.
Trojan's battery testing procedures adhere to both BCI and IEC test standards.

Made in the USA

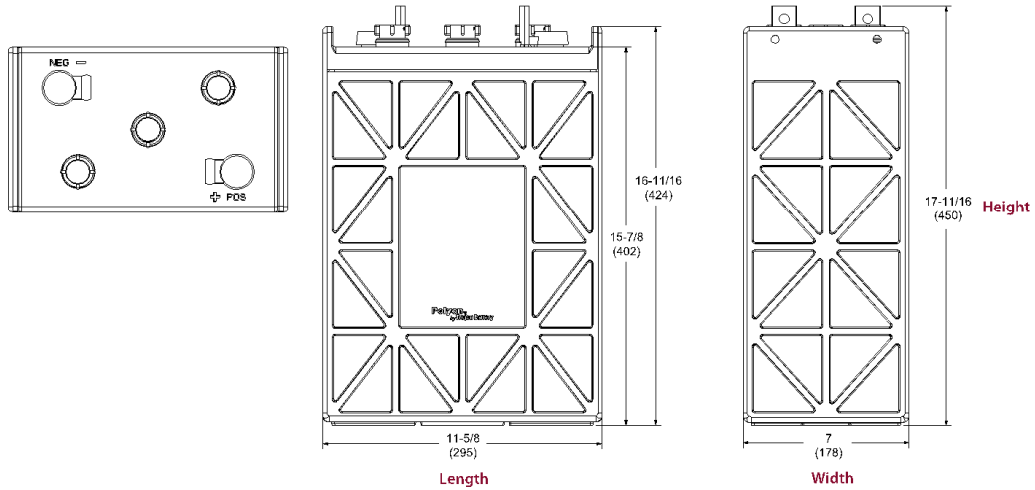
Page 1 of 2

L16RE-2V DATA SHEET

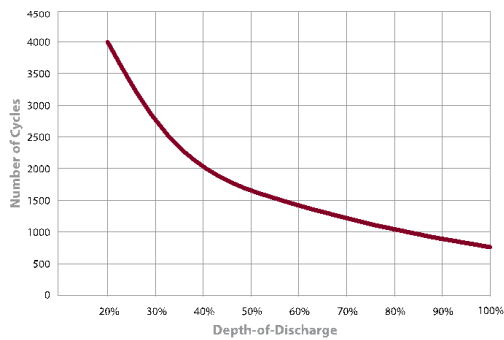
for Renewable Energy and Backup Power Applications

PREMIUM LINE

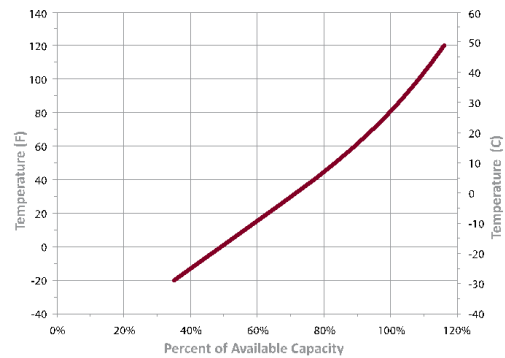
BATTERY DIMENSIONS (shown with LT)



TYPICAL CYCLE LIFE IN A STATIONARY APPLICATION



PERCENT CAPACITY VS. TEMPERATURE



Trojan batteries are available worldwide.
We offer outstanding technical support, provided by full-time application engineers.
call 800.423.6569 or + 1.562.236.3000 or visit www.trojanbatteryRE.com
12380 Clark Street, Santa Fe Springs, CA 90670 • USA or email re@trojanbattery.com

© 2012 Trojan Battery Company. All rights reserved. Trojan Battery Company is not liable for damages that may result from any information provided in or omitted from this publication, under any circumstances. Trojan Battery Company reserves the right to make adjustments to this publication at any time, without notices or obligation.

Page 2 of 2

Anexo VII – Hojas de características del inversor Victron Energy Quattro 24V/5000W/120



Phoenix Inverters

1200VA – 5000VA (per module)

www.victronenergy.com



**Phoenix Inverter
24/5000**



**Phoenix Inverter Compact
24/1600**

SinusMax - Superior engineering

Developed for professional duty, the Phoenix range of inverters is suitable for the widest range of applications. The design criteria have been to produce a true sine wave inverter with optimised efficiency but without compromise in performance. Employing hybrid HF technology, the result is a top quality product with compact dimensions, light in weight and capable of supplying power, problem-free, to any load.

Extra start-up power

A unique feature of the SinusMax technology is very high start-up power. Conventional high frequency technology does not offer such extreme performance. Phoenix inverters, however, are well suited to power up difficult loads such as refrigeration compressors, electric motors and similar appliances.

Virtually unlimited power thanks to parallel and 3-phase operation capability

Up to 6 units inverters can operate in parallel to achieve higher power output. Six 24/5000 units, for example, will provide 24kW / 30kVA output power. Operation in 3-phase configuration is also possible.

To transfer the load to another AC source: the automatic transfer switch

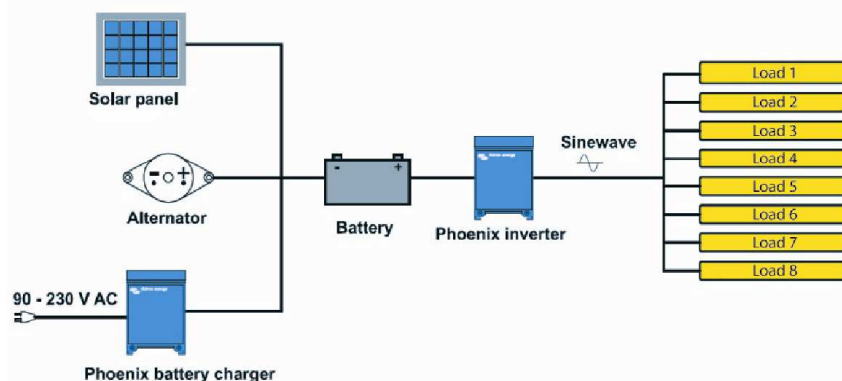
If an automatic transfer switch is required we recommend using the MultiPlus inverter/charger instead. The switch is included in these products and the charger function of the MultiPlus can be disabled. Computers and other electronic equipment will continue to operate without disruption because the MultiPlus features a very short switchover time (less than 20 milliseconds).

Computer interface

All models have a RS-485 port. All you need to connect to your PC is our MK2 interface (see under accessories). This interface takes care of galvanic isolation between the inverter and the computer, and converts from RS-485 to RS-232. A RS-232 to USB conversion cable is also available. Together with our VEConfigure software, which can be downloaded free of charge from our website, all parameters of the inverters can be customised. This includes output voltage and frequency, over and under voltage settings and programming the relay. This relay can for example be used to signal several alarm conditions, or to start a generator. The inverters can also be connected to VENet, the new power control network of Victron Energy, or to other computerised monitoring and control systems.

New applications of high power inverters

The possibilities of paralleled high power inverters are truly amazing. For ideas, examples and battery capacity calculations please refer to our book "Energy Unlimited" (available free of charge from Victron Energy and downloadable from www.victronenergy.com).



Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | The Netherlands
General phone: +31 (0)36 535 97 00 | Fax: +31 (0)36 535 97 40
E-mail: sales@victronenergy.com | www.victronenergy.com



Phoenix inverter	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
Parallel and 3-phase operation	Yes				
INVERTER					
Input voltage range (V DC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Output	Output voltage: 230 VAC ±2% Frequency: 50 Hz ± 0,1% (1)				
Cont. output power at 25 °C (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Cont. output power at 25 °C (W)	1000	1300	1600	2500	4500
Cont. output power at 40 °C (W)	900	1200	1450	2200	4000
Peak power (W)	2400	3000	4000	6000	10000
Max. efficiency 12/ 24 / 48 V (%)	92 / 94	92 / 94	92 / 92	93 / 94 / 95	94 / 95
Zero-load power 12 / 24 / 48 V (W)	8 / 10	8 / 10	9 / 11	15 / 15 / 16	25 / 25
Zero-load power in AES mode (W)	5 / 8	5 / 8	7 / 9	10 / 10 / 12	20 / 20
Zero-load power in Search mode (W)	2 / 3	2 / 3	3 / 4	4 / 5 / 5	5 / 6
GENERAL					
Programmable relay (3)	Yes				
Protection (4)	a - g				
VE.Bus communication port	For parallel and three phase operation, remote monitoring and system integration				
Remote on-off	Yes				
Common Characteristics	Operating temperature range: -40 to +50 °C (fan assisted cooling) Humidity (non condensing): max 95%				
ENCLOSURE					
Common Characteristics	Material & Colour: aluminum (blue RAL 5012) Protection category: IP 21				
Battery-connection	battery cables of 1.5 meter included		M8 bolts	2+2 M8 bolts	
230 V AC-connection	G-ST18i plug		Spring-clamp	Screw terminals	
Weight (kg)	10		12	18	30
Dimensions (h x w x d in mm)	375x214x110		520x255x125	362x258x218	444x328x240
STANDARDS					
Safety	EN 60335-1				
Emission Immunity	EN 55014-1 / EN 55014-2				
1) Can be adjusted to 60Hz and to 240V 2) Non linear load, crest factor 3:1 3) Programmable relay that can a.o. be set for general alarm, DC undervoltage or genset start/stop function. AC rating: 230V/4A DC rating: 4a up to 35VDC, 1A up to 60VDC	4) Protection key: a) output short circuit b) overload c) battery voltage too high d) battery voltage too low e) temperature too high f) 230 V AC on inverter output g) input voltage ripple too high				



Phoenix Inverter Control

This panel can also be used on a MultiPlus inverter/charger when an automatic transfer switch but no charger function is desired.
The brightness of the LEDs is automatically reduced during night time.



Computer controlled operation and monitoring

Several interfaces are available:

- **MK2.2 VE.Bus to RS232 converter**
Connects to the RS232 port of a computer (see 'A guide to VEConfigure')
- **MK2-USB VE.Bus to USB converter**
Connects to a USB port (see 'A guide to VEConfigure')
- **VE.Net to VE.Bus converter**
Interface to VE.Net (see VE.Net documentation)
- **VE.Bus to NMEA 2000 converter**
- **Victron Global Remote**
The Global Remote is a modem which sends alarms, warnings and system status reports to cellular phones via text messages (SMS). It can also log data from Victron Battery Monitors, Multi's, Quattro's and Inverters to a website through a GPRS connection. Access to this website is free of charge.
- **Victron Ethernet Remote**
To connect to Ethernet.



BMV Battery Monitor

The BMV Battery Monitor features an advanced microprocessor control system combined with high resolution measuring systems for battery voltage and charge / discharge current. Besides this, the software includes complex calculation algorithms, like Peukert's formula, to exactly determine the state of charge of the battery. The BMV selectively displays battery voltage, current, consumed Ah or time to go. The monitor also stores a host of data regarding performance and use of the battery.

Several models available (see battery monitor documentation).

Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | The Netherlands
General phone: +31 (0)36 535 97 00 | Fax: +31 (0)36 535 97 40
E-mail: sales@victronenergy.com | www.victronenergy.com



Anexo VIII – Hojas de características del grupo electrógeno FGWilson P11-6S



www.FGWilson.com

P11-6S



Imagen con finalidad ilustrativa únicamente

Valores de salida

Modelo de grupo electrógeno	Continua	Emergencia
220-240V, 50 Hz	10,0 kVA / 10,0 kW	11,0 kVA / 11,0 kW
240/120V, 60 Hz	12,0 kVA / 12,0 kW	13,0 kVA / 13,0 kW

Valores con factor de potencia de 1,0

Valores de potencia continua

Estos valores se aplican para el suministro de energía eléctrica continua (a potencia variable) en lugar de la red. No existe limitación en las horas anuales de funcionamiento y este modelo puede ofrecer el 10% de la sobrecarga de 1 hora cada 12 horas.

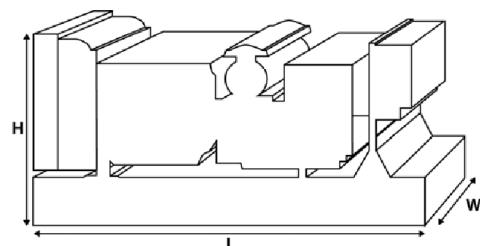
Valores de potencia del modelo de emergencia

Estos valores se aplican para el suministro de energía eléctrica continua (a potencia variable) en caso de un fallo de la compañía eléctrica. No se permite una sobrecarga sobre estos valores. El alternador de este modelo está dimensionado para el valor máximo continuo (como se define en la ISO 8528-3).

Condiciones de referencia estándar

Nota: Las condiciones de referencia estándar son una temperatura de entrada del aire de 25 °C (77 °F), a 100 m (328 ft) sobre el nivel del mar y con un 30% de humedad relativa.

Datos de consumo de combustible a plena carga, con combustible diésel y con un peso específico de 0,85 y según la BS2869: 1998, clase A2.



Datos de potencia y rendimiento

Marca y modelo del motor:	Perkins 403D-15G	
Alternador fabricado para FG Wilson por:	Leroy Somer	
Modelo de alternador:	LLB1114F	
Cuadro de control:	DCP-10	
Bancada:	Acero fabricado de gran resist	
Tipo de interruptor:	3 polos MCB	
Frecuencia:	50 Hz	60 Hz
Velocidad del motor: RPM	1500	1800
Capacidad del depósito de combustible: l (US gal)	62 (16,4)	
Consumo de combustible: l/h (US gal/h) (carga 100%)		
- Continua	3,6 (1,0)	4,3 (1,1)
- Emergencia	4,1 (1,1)	4,8 (1,3)

Opciones disponibles

En FG Wilson ofrecemos una serie de elementos opcionales para adaptar nuestros grupos electrógenos con el objetivo de satisfacer sus necesidades energéticas. Las opciones incluyen:

- Certificación CE
- Amplia gama de cabinas insonorizadas
- Una gran variedad de controles para grupos electrógenos y cuadros de sincronización
- Alarmas y paradas adicionales

Si desea más información sobre todos los elementos estándares u opcionales que acompañan a este producto, contacte con su distribuidor local o visite: www.FGWilson.com

Dimensiones y pesos

Longitud (L) mm (in)	Anchura (W) mm (in)	Altura (H) mm (in)	En seco kg (lb)	En húmedo kg (lb)
1400 (55,1)	552 (21,7)	1054 (41,5)	378 (833)	384 (847)

En seco = con aceite lubricante En húmedo = con aceite lubricante y refrigerant

Valores conformes con las normas ISO 8528, ISO 3046, IEC 60034, BS5000 y NEMA MG-1/22.

FG Wilson cuenta con fábricas en los siguientes países:

Irlanda del Norte • Brasil • China • India • EE.UU.

Con sede en Irlanda del Norte, FG Wilson opera a través de una Red Mundial de Distribuidores.

Si desea ponerse en contacto con su oficina de ventas local, visite la web de FG Wilson en www.FGWilson.com

Datos técnicos del motor		
N.º de cilindros/alineación:	3 / En lea	
Ciclo:	4 tiempo	
Diámetro/carrera: mm (in)	84,0 (3,3)/90,0 (3,5)	
Inducción:	Aspiraci natural	
Método de enfriamiento:	Agua	
Tipo de regulador:	Mecico	
Clase de regulador:	ISO 8528	
Relación de compresión:	22.5:1	
Cilindrada: l (cu.in)	1,5 (91,3)	
Momento de inercia: kg m² (lb/in²)	2,17 (7415)	
Sistema eléctrico del motor:		
- Tensión/tierra	12/Negativo	
- Amperios del cargador de baterías	65	
Peso: kg (lb)	- En seco	197 (434)
	- En húmedo	202 (445)

Rendimiento	50 Hz	60 Hz
Velocidad del motor: rpm	1500	1800
Potencia bruta del motor: kW (CV)		
- Continua	12,2 (16,0)	14,7 (20,0)
- Emergencia	13,5 (18,0)	16,2 (22,0)
BMEP: kPa (psi)		
- Continua	652,0 (94,6)	655,0 (95,0)
- Emergencia	722,0 (104,7)	722,0 (104,7)

Sistema de combustible

Tipo de filtro de combustible:

Elemento sustituible

Combustible recomendado:

Diel clase A2

Consumo de combustible: l/h (US gal/h)

	110%	100%	75%	50%
Continua	Carga	Carga	Cargad	Cargad
50 Hz	4,1 (1,1)	3,6 (1,0)	2,7 (0,7)	2,0 (0,5)
60 Hz	4,8 (1,3)	4,3 (1,1)	3,3 (0,9)	2,4 (0,6)

	110%	100%	75%	50%
Emergencia	Carga	Carga	Cargad	Carga
50 Hz		4,1 (1,1)	2,9 (0,8)	2,1 (0,6)
60 Hz		4,8 (1,3)	3,5 (0,9)	2,6 (0,7)

(basado en combustible diésel con un peso específico de 0,85 y conforme a BS2869, clase A2)

Sistema de aire	50 Hz	60 Hz
Tipo de filtro de aire:	Elemento sustituible	
Flujo de aire de combustión: m³/min (cfm)		
- Continua	1,1 (38)	1,2 (43)
- Emergencia	1,1 (38)	1,2 (43)
Restricción máx. en admisión del aire de combustión: kPa (En H ₂ O)	3,0 (12,0)	3,0 (12,0)

Sistema de refrigeración	50 Hz	60 Hz
Capacidad del sistema de refrigeración: l (US gal)	5,3 (1,4)	5,3 (1,4)
Tipo de bomba de agua:	Centrugo	
Calor disipado en el agua y aceite lubricante: kW (Btu/min)		
- Continua	11,6 (660)	13,6 (773)
- Emergencia	12,9 (734)	15,2 (864)
Radiación de calor a la sala: Radiación de calor desde el motor y el alternador		
kW (Btu/min)		
- Continua	4,9 (279)	6,0 (341)
- Emergencia	5,4 (307)	6,7 (381)
Consumo del ventilador del radiador: kW (CV)	0,2 (0,2)	0,3 (0,4)
Flujo del aire de refrigeración del radiador: m³/min (cfm)	28,8 (1017)	37,2 (1314)
Restricción externa en el caudal del aire de refrigeración: Pa (in H ₂ O)	125 (0,5)	125 (0,5)

Sistema de refrigeración diseñado para funcionar en condiciones ambientales de hasta 50 °C (122 °F).
Póngase en contacto con su distribuidor local de FG Wilson para obtener información acerca de los valores de energía en una instalación con condiciones específicas.

Sistema de lubricación	
Tipo de filtro de aceite:	De giro, flujo total
Capacidad total de aceite: l (US gal)	6,0 (1,6)
Capacidad del cárter: l (US gal)	4,5 (1,2)
Tipo de aceite:	API CH4 15W-40
Método de refrigeración del aceite:	N/A

Sistema de escape	50 Hz	60 Hz
Tipo de silenciador:	Industrial	
Modelo y cantidad de silenciadores:	263-0765 (1)	
Perdida de presión en el sistema silenciador: kPa (en Hg)	0,56 (0,165)	0,80 (0,236)
Nivel de reducción de ruido del silenciador: dB	30	18,6
Máxima contrapresión permitida: kPa (en Hg)	10,2 (3,0)	10,2 (3,0)
Caudal de gases de escape: m³/min (cfm)		
- Continua	2,7 (95)	3,1 (111)
- Emergencia	2,9 (102)	3,4 (119)
Temperatura de gases de escape: °C (°F)		
- Continua	445 (833)	455 (851)
- Emergencia	490 (914)	505 (941)

Anexo IX – Hojas de características de los diferentes conductores

baja tensión

cables para redes subterráneas y aéreas

AL POLIRRET

Tensión nominal: **0,6/1 kV**

Norma aplicable: **UNE 21030-1**

Designación genérica: **AL RZ**

CARACTERÍSTICAS CABLE



Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta

- Norma constructiva: UNE 21030-1; HD 626 S1.
- Temperatura de servicio (instalación fija; red tensada o posada): -40 °C , +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión en c.a. durante 5 min.: 3500 V.

RESISTENCIA A LA INTEMPERIE

Es evidente que en un cable destinado a prestar servicio al aire libre, en el que además el aislamiento constituye al propio tiempo la cubierta de protección, los ensayos de resistencia a los efectos de la radiación ultravioleta, al ozono y a la humedad saturante en una atmósfera agresiva de dióxido de azufre, adquieren una destacada importancia. La citada Norma UNE 21030, especifica los ensayos que deben superar estos cables para garantizar una satisfactoria y prolongada vida útil de estos materiales.

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Aluminio en los conductores activos.
Flexibilidad: Rígido, clase 2, según UNE EN 60228.
Neutro fiador: Cuando el cable dispone de neutro fiador, éste está constituido por una cuerda de alambres de aleación de Al-Mg-Si (Almelec). Por sus especiales características hace la función de neutro y de cuerda portante en redes tensadas.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.



AISLAMIENTO

Material: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE).
Color: Negro.

REUNIÓN

Conductores aislados reunidos entre sí o en torno al neutro fiador si dispone de él.

APLICACIONES

- Especialmente adecuados para instalaciones de líneas aéreas tensadas autoportadas sobre apoyos o posadas sobre las fachadas de los edificios.

- Redes aéreas de distribución (ITC-BT 06).
- Instalaciones aéreas tensadas o posadas (ITC-BT 20).

No se deben utilizar en instalaciones enterradas ni empotradas.

 **PRYSMIAN**
CABLES & SYSTEMS
www.prysmian.es

201

AL POLIRRET

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma diseño: **UNE 21030-1**Designación genérica: **AL RZ**

SECCIONES DISPONIBLES EN STOCK*

Secciones disponibles en stock				
2 x 16		2 x 25	3 x 25 + 1 x 54,6	3 x 25 + 29,5
3 x 50 + 1 x 54,6	3 x 50 + 29,5	4 x 16	3 x 95 + 1 x 54,6	
3 x 150 + 1 x 80		4 x 25		

* Sujeto a modificaciones. (Consultar tarifa vigente).

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm ²	Carga de rotura mínima daN	Espesor de aislamiento mm	Diámetro conductor aislado mm	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km
Conductor: Fase o neutro no fiador				
16	190	1,2	7,9	1,91
25	300	1,4	9,6	1,2
50	600	1,6	12,3	0,641
95	1140	1,8	16,1	0,32
150	1800	2	19,3	0,206
Conductor: Neutro fiador ALMELEC				
29,5	870	1,4	10,4	1,15
54,6	1660	1,6	13	0,63
80	2000	1,8	15,8	0,4

AL POLIRRET

Tensión nominal: 0,6/1 kV

Norma diseño: UNE 21030-1

Designación genérica: AL RZ

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Sección nominal mm ²	Diámetro envolvente mm	Peso total kg/km	Intensidad admisible. Cable posado sobre fachadas* A	Intensidad admisible. Cable tendido con fiador de acero* A	Caída de tensión V/A km	
					cos φ = 1	cos φ = 0,8
2 x 16 Al	15,8	145	73	81	4,88**	4**
2 x 25 Al	19,2	225	101	109	3,06**	2,54**
4 x 16 Al	18	285	67	72	4,24	3,48
4 x 25 Al	23,1	445	90	97	2,66	2,21
4 x 50 Al	29,6	770	133	144	1,42	1,22
3 x 95 / 50 Al	38	1250	207	223	0,71	0,65
3 x 150 / 95 Al	46,5	1875	277	301	0,46	0,44
1 x 16 Al/29,5 Alm	16,8	187	—	81	4,88**	4**
1 x 25 Al/54,6 Alm	22,6	310	—	110	3,06**	2,54**
1 x 50 Al/54,6 Alm	25,3	385	—	165	1,61**	1,4
2 x 16 Al/29,5 Alm	17,5	255	—	81	4,88**	4**
3 x 16 Al/29,5 Alm	20,0	320	—	72	4,24	3,48
3 x 25 Al/29,5 Alm	27,1	425	—	100	2,66	2,21
3 x 25 Al/54,6 Alm	31	535	—	100	2,66	2,21
3 x 50 Al/29,5 Alm	32,1	640	—	150	1,42	1,22
3 x 50 Al/54,6 Alm	36	765	—	150	1,42	1,22
3 x 95 Al/54,6 Alm	44,0	1260	—	230	0,71	0,65
3 x 150 Al/80 Alm	51	1700	—	305	0,46	0,44

* Temperatura ambiente 40 °C (para cables expuestos al sol aplicar un factor de corrección de 0,9).

** En instalación monofásica (el resto de valores es para trifásica).

Ver tablas B.1 y B.2.

Las características mecánicas del fiador de Almelec (Alm) son:

- Coeficientes de dilatación lineal: $23 \times 10^{-6} \text{ K}^{-1}$
- Módulo de elasticidad: 62000 N/mm^2

En el caso de cables con sección 3 x a/b, se trata de tres conductores de sección a (las fases) más un conductor de sección b (el neutro).

Los cables con sección 1 x a/b son para tendidos monofásicos, a es la fase y b el neutro fiador de Almelec (Alm).

CÁLCULOS

Intensidades máximas admisibles: Ver tabla B.1 y B.2.**Caídas de tensión:** Ver tabla E.2.**Intensidades de cortocircuito máximas admisibles:** Ver tabla F.3.

POWERWIND AFUMEX DZ-K (AS) 0,6/1 kV

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma de referencia: **IEC 60502-1**Designación genérica: **DZ-K (AS)**

CARACTERÍSTICAS CABLE



Cable flexible

No propagación de la llama
UNE EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2No propagación del incendio
UNE EN 50266-2-4
IEC 60332-3Baja emisión de humos opacos
UNE EN 61034-2
IEC 61034-2Libre de halógenos
UNE EN 50267-2-1
IEC 60754-1Muy baja emisión de gases corrosivos
UNE EN 50267-2-3
IEC 60754-2

Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a la abrasión



Resistencia a los golpes

- Norma de referencia: IEC 60502-1
- Temperatura de servicio (instalación fija): -40 +90 °C
- Tensión nominal: 0,6/1 kV
- Ensayo de tensión en c. a., durante 5 minutos: 3500 V

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2, IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: UNE EN 50266-2-4, IEC 60332-3 cat.C
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1, IEC 60754-1
- Índice máx. toxicidad: NES 713, NF C 20454 It ≤ 1.5
- Baja emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-3, IEC 60754-2 pH ≥ 4.3, C ≤ 10 μS/mm
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2, IEC 61034-2

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR (1)

Metal: Cobre electrolítico recocido desnudo.

Flexibilidad: Flexible clase 5 según UNE EN 60228 (IEC 60228).

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito

AISLAMIENTO (2)

Material: Mezcla HEPR termoestable

Identificación: 1 cond: Negro.

3 conds: Negro, marrón y azul.

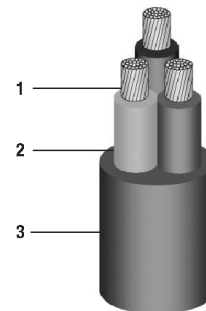
Relleno y capa mezcla libre de halógenos (facultativa)

CUBIERTA (3)

Material: Afumex termoestable libre de halógenos.

Color: Negro.

Inscripción: PRYSMIAN POWERWIND AFUMEX DZ-K 0.6/1 kV, [sección], [año fab.], [metraje correlativo]



APLICACIONES

Tramo fijo de evacuación de la energía generada en BT por un aerogenerador. Cable de alta seguridad (AS): libre de halógenos, no propagador de la llama, no propagador del incendio, con baja emisión de humos opacos y baja emisión de gases tóxicos y corrosivos.

POWERWIND AFUMEX DZ-K (AS) 0,6/1 kV

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma de referencia: **IEC 60502-1**Designación genérica: **DZ-K (AS)**

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Número conductores x sección mm ²	Ø nominal aislamiento*	Ø nominal exterior*	Peso aproximado*	Inductancia aproximada	Resistencia del conductor 20 °C - c.c. Ω/km	I máxima al aire T=40 °C** A
3x70	12,9	31,7	2490	0,227	0,272	223
3x95	14,5	35,2	3240	0,222	0,206	271
3x120	15,9	38,6	3980	0,222	0,161	314
3x150	18,1	43,6	5010	0,223	0,129	363
3x185	20,6	49,3	6190	0,223	0,106	414
3x240	23,4	55,6	7930	0,221	0,080	489
1x70	12,9	15,8	780	0,267	0,272	243
1x95	14,5	17,5	1020	0,261	0,206	298
1x120	15,9	19,0	1240	0,257	0,161	348
1x150	18,1	21,3	1560	0,256	0,129	404
1x185	18,5	23,9	1900	0,253	0,106	464
1x240	23,4	26,8	2430	0,248	0,080	552

* Valores sujetos a las tolerancias propias de fabricación.

** Según IEC 60364-5-52 tabla A.52-12, considerando un cable trifásico o tres cables unipolares al tresbolillo instalados al aire (instalación tipo E o F).

Radio mínimo de curvatura:

Instalación fija: 5xD (D ≤ 50mm) ó 6xD (D > 50mm)

D = diámetro exterior del cable

RETENAX FLEX

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma básica: **UNE 21123-2**Designación genérica: **RV-K**

CARACTERÍSTICAS CABLE



Cable flexible

No propagación de la llama
UNE EN 60332-1-2Reducción emisión de halógenos
UNE EN 50267-2-1

Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y aceites

- Norma constructiva: UNE 21123-2.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2 ; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Reducida emisión de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; Emisión CIH < 14%.

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.



AISLAMIENTO

Material: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según HD 603-1.

Colores: Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1.
(Ver tabla de colores según número de conductores).

CUBIERTA

Material: Mezcla de policloruro de vinilo (PVC), tipo DMV-18 según HD 603-1.

Colores: Negro, con franja de color identificativa de la sección y que permite escribir sobre la misma para identificar circuitos (ver colores en página siguiente).
Blanco, suministrado en cajas en las secciones: 2x1.5, 2x2.5, 3G1.5, 3G2.5.

APLICACIONES

Cable para redes de BT subterráneas en instalaciones fotovoltaicas (ver esquema de aplicación). Donde no se requiera cable de alta seguridad (ver Afumex 1000 V (AS)).

RETENAX FLEX 
Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma básica: **UNE 21123-2**Designación genérica: **RV-K**

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Sección nominal mm ²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Caída de tensión V/A km	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1.5	0.7	5.7	42	13.3	21	No Permitido	26,5	21,36
1 x 2.5	0.7	6.2	54	7.98	29	No Permitido	15,92	12,88
1 x 4	0.7	6.6	70	4.95	38	No Permitido	9,96	8,1
1 x 6	0.7	7.2	91	3.3	49	44	6,74	5,51
1 x 10	0.7	8.3	135	1.91	68	58	4	3,31
1 x 16	0.7	9.4	191	1.21	91	75	2,51	2,12
1 x 25	0.9	11	280	0.78	116	96	1,59	1,37
1 x 35	0.9	12.5	389	0.554	144	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14.2	537	0.386	175	138	0,85	0,77
1 x 70	1.1	15.8	726	0.272	224	170	0,59	0,56
1 x 95	1.1	17.9	958	0.206	271	202	0,42	0,43
1 x 120	1.2	18.9	1170	0.161	314	230	0,34	0,36
1 x 150	1.4	21.2	1460	0.129	363	260	0,27	0,31
1 x 185	1.6	23.8	1830	0.106	415	291	0,22	0,26
1 x 240	1.7	26.7	2310	0.0801	490	336	0,17	0,22
1 x 300	1.8	29.3	3100	0.0641	630	380	0,14	0,19
-								
2 x 1.5	0.7	8.7	95	13.3	24	No Permitido	30,98	24,92
2 x 2.5	0.7	9.6	125	7.98	33	No Permitido	18,66	15,07
2 x 4	0.7	10.5	165	4.95	45	No Permitido	11,68	9,46
2 x 6	0.7	11.7	215	3.3	57	53	7,9	6,42
2 x 10	0.7	13.9	330	1.91	76	70	4,67	3,84
2 x 16	0.7	16.9	503	1.21	105	91	2,94	2,45
2 x 25	0.9	20.6	775	0.78	123	116	1,86	1,59
2 x 35	0.9	23.6	1060	0.554	154	140	1,31	1,16
2 x 50	1	27	1470	0.386	188	166	0,99	0,88
-								
3 G 1.5	0.7	9.2	110	13.3	24	No Permitido	30,98	24,92
3 G 2.5	0.7	10.1	150	7.98	33	No Permitido	18,66	15,07
3 G 4	0.7	11.1	200	4.95	45	No Permitido	11,68	9,46
3 G 6	0.7	12.3	270	3.3	57	53	7,9	6,42
3 G 10	0.7	14.7	415	1.91	76	70	4,67	3,84
3 G 16	0.7	18	639	1.21	105	91	2,94	2,45
3 x 25	0.9	21.4	946	0.78	110	96	1,62	1,38
3 x 35	0.9	25.1	1355	0.554	137	117	1,17	1,01
3 x 50	1	28.8	1900	0.386	167	138	0,86	0,77
3 x 70	1.1	32.3	2550	0.272	214	170	0,6	0,56

(1) Instalación en bandeja al aire (40°C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K-m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Anexo X – Código del algoritmo diseñado en Matlab

```
clear all      % Borra todas las variables del espacio de trabajo.
clc           % Limpia la pantalla.

delta_N=3; %en Kw
delta_Q=1110;
delta_Mf=10;
tiempo_total=8760;%en horas
delta_t=1; %en horas
Nfin=21; %en Kw
Qmaxfin=5550;
Mfin=50; %limite inferior de Mf, por ahora no lo uso
Nin=0; %limite inferior de No en Kw
Qmaxin=0; %limite inferior de Qmax

Var_N=1; %es la diferencia entre la producida por la WT y la Dem
Var_Q=0; %aunmento o disminución de la capacidad de las batt

ef_r=0.8; %eficiencia rectificador AC/DC
ef_cc=0.8; %eficiencia controlador de carga
E=0; %energía que entra o sale a las batt
Qmax=Qmaxin; %carga máxima de la batería
Q=0; %estado actual de las batt

DOD=0; %Estado de descarga actual
DOD1=0.8; %Límite de descarga de primer orden
DODL=0.4; %Límite de descarga de segundo orden
ef_inv=0.8; %Eficiencia inversor
ef_dch=0.9; %Eficiencia de la descarga de las baterías

Mf=0; %masa consumida hasta el momento
Mfmax=3000; %consumo máximo anual deseado en Kg
mf=0; %consumo de diesel en esa hora
ef_gd=0.48; %Eficiencia del generador diesel
SFC=0.274; %consumo específico de fuel, l/kWh.(DEBO DEFINIR UNA
FUNCIÓN)

estado=1;

Eanual=0; %demanda anual en kwh
reliab=1; %fiabilidad para cubrir el total de la demanda
LPS=0; %demanda no cubierta en el tiempo t (loss of pwr supply)
LPSP=0; %porcentaje de la demanda tot no cubierto(loss of pwr
supply probability)
LPS_tot=0; %demanda rechazada hasta el momento
LPSPmax=0; %porcentaje de demanda que se puede no cubrir

densidad=0.79; %densidad promedio anual del aire

tiempo_total=input('Introduzca el periodo de tiempo que desea simular
(horas)(por defecto 8760h):','s');
switch tiempo_total
case ''
tiempo_total=8760;
end
V=input('Introduzca el voltaje del bus que desea utilizar (V)(por
defecto 24V):','s');
```

```

switch V
    case ''
        V=24;
end
Mfmax=input('Introduzca el consumo anual de diesel que desea(1)(por defecto 50.000 l):','s');
switch Mfmax
    case ''
        Mfmax=50000;
end

reliab=input('Introduzca la fiabilidad que desea para su sistema (por defecto 1):','s');
switch reliab
    case ''
        reliab=0.9;
end
LPSPmax=1-reliab;
file=input('Introduzca del archivo del que desea impotar los datos:','s');
switch file
    case ''
        file='datos_guadalupe';
end
[vel_viento]=xlsread(file,'Hojal','A3:A8762');
[Dem]=xlsread(file,'Hojal','F3:F8762');
[vel_redondeada]=xlsread(file,'Hojal','B3:B8762');
[curva_aero]=xlsread(file,'Hojal','I6:J31');
x=1;
y=1;
for y=1:1:tiempo_total
    y;
    x=1;
    Eanual=Eanual+Dem(y);
    while(x<=25)
        if (vel_redondeada(y)==curva_aero(x,1))
            Pot_aero_rel(y)=-(curva_aero(x+1,2)-
curva_aero(x,2))/(curva_aero(x+1,1)-
curva_aero(x,1))*(curva_aero(x+1,1)-vel_viento(y))+curva_aero(x+1,2);
            x=26;
        else
            x=x+1;
        end
    end
end
No=Nin;
i=1;
while (No<=Nfin)

    Qmax=Qmaxin;
    while (Qmax<=Qmaxfin)
        t=1;
        Mf=0;
        Q=Qmax/2;
        DOD=1-Q/Qmax;
        LPS_tot=0;
        LPSP=LPS_tot/Eanual;
        while (t<=tiempo_total)
            Var_N=Pot_aero_rel(t)*No/3*densidad/1.225-Dem(t);

            if(Var_N>=0)%Genera más de la consumida

```

```

if(Q~=Qmax)
    E=Var_N*ef_r*ef_cc*delta_t; %Kwh
    Var_Q=E/V*1000; %Ah
    Q=Q+Var_Q; %Ah
    if Q<0
        Q=0;
    end
    if Q>Qmax
        Q=Qmax;
    end
    DOD=1-Q/Qmax; % tanto por uno

else %Q=Qmax, batt a tope

end

else % Nw<Nd genera menos de la consumida

    if(DOD<=DOD1)%la descarga es menor que la máx descarga

        E=Var_N/ef_inv/ef_dch*delta_t*(-1); %Kwh
        Var_Q=E/V*1000; %Ah
        Q=Q-Var_Q; %Ah
        if Q<0
            Q=0;
        end
        if Q>Qmax
            Q=Qmax;
        end
        DOD=1-Q/Qmax;

    else % DOD>DOD1
        if(Mf<Mfmax)

            mf=(-1)*Var_N/ef_gd*SFC*delta_t; %Kg
            Mf=Mf+mf;

        else %Mf>Mfmax, se ha gastado demasiado fuel
            if(DOD<=DODL)

                E=Var_N/ef_inv/ef_dch*delta_t*3600*(-1);

                %Kj

                Var_Q=E/V*1000/3600; %Ah
                Q=Q-Var_Q; %Ah
                if Q<0
                    Q=0;
                end
                if Q>Qmax
                    Q=Qmax;
                end
                DOD=1-Q/Qmax;

            else %NO SE CUBRE LA DEMANDA, sumar!
                if (LPSP<LPSPmax)
                    LPS=-Var_N*delta_t;
                    LPS_tot=LPS_tot+LPS;
                    LPSP=LPS_tot/Eannual;
                else %no se cumple la fiabilidad requerida

```

```

                                estado=0; %para que deje de iterar
                                end
                                end
                                end
                                end
                                end
                                t=t+delta_t;
                                if (estado==0)
                                    t=tiempo_total+1; %para que pare
                                end
                                if t>tiempo_total
                                    if (estado~=0) %diferente
                                        solucion(i,1)=No/delta_N;
                                        solucion(i,2)=Qmax/delta_Q*12;%para guardar los
datos
                                        solucion(i,3)=Mf;

                                        Qmax=Qmax+delta_Q; %para aumentar baterías
                                        i=i+1;
                                    else
                                        Qmax=Qmax+delta_Q; %para aumentar baterías
                                        i=i+1;
                                    end
                                end
                                end
                                end

                                estado=1;

                                end

                                No=No+delta_N;

                                end

```

%CÁLCULOS ECONÓMICOS

```

N=20; %años de vida del proyecto
i_rate=0.0384; %tasa de interes real
p_diesel=0.7; %precio del dieles [euro/l]

```

%Aerogenerador

```

Cwt.cap=10774;
Cwt.rep=9369;
Cwt.oym=47;
Rwt=20; %vida del componente

```

%Generador

```

Cdg.cap=5667;
Cdg.rep=4928;
Cdg.oym=400;
Rdg=5;

```

%Baterías

```

Cbat.cap=355;
Cbat.rep=302;
Cbat.oym=0.75;

```

```

Rbat=8;

%Inversor
Cinv.cap=6940;
Cinv.rep=6940;
Cinv.oym=0;
Rinv=10;

%calculos
CRF_proj=(i_rate*(1+i_rate)^N)/((1+i_rate)^N-1);%CRF del proyecto

for i=1:size(solucion)
    if (solucion(i,2)~=0)
        solucion(i,4)=1;
    end
    if (solucion(i,1)~=0)
        solucion(i,4)=1;
    end
end
for i=1:size(solucion)
    Ccap=solucion(i,1)*Cwt.cap+Cdg.cap+solucion(i,2)*Cbat.cap+solucion(i,4)
    )*Cinv.cap;
    solucion(i,5)=Ccap;
    Cacap=Ccap*CRF_proj;
    solucion(i,6)=Cacap;
    %reemplazamiento
    SFF_proj=i_rate/((1+i_rate)^N-1);
    %WT
    Rrep_wt=Rwt*floor(N/Rwt);
    CRF_wt=(i_rate*(1+i_rate)^Rrep_wt)/((1+i_rate)^Rrep_wt-1);
    SFF_wt=i_rate/((1+i_rate)^Rwt-1);
    S=Cwt.rep*solucion(i,1)*((Rwt-(N-Rrep_wt))/Rwt);
    Carep_wt=Cwt.rep*solucion(i,1)*(CRF_proj/CRF_wt)*SFF_wt-SFF_proj*S;
    solucion(i,7)=Carep_wt;

    %bat
    Rrep_bat=Rbat*floor(N/Rbat);
    CRF_bat=(i_rate*(1+i_rate)^Rrep_bat)/((1+i_rate)^Rrep_bat-1);
    SFF_bat=i_rate/((1+i_rate)^Rbat-1);
    SFF_proj=i_rate/((1+i_rate)^N-1);
    S=Cbat.rep*solucion(i,2)*((Rbat-(N-Rrep_bat))/Rbat);
    Carep_bat=Cbat.rep*solucion(i,2)*(CRF_proj/CRF_bat)*SFF_bat-
    SFF_proj*S;
    solucion(i,8)=Carep_bat;

    %generador
    Rrep_dg=Rdg*floor(N/Rdg);
    CRF_dg=(i_rate*(1+i_rate)^Rrep_dg)/((1+i_rate)^Rrep_dg-1);
    SFF_dg=i_rate/((1+i_rate)^Rdg-1);
    S=Cdg.rep*((Rdg-(N-Rrep_dg))/Rdg);
    Carep_dg=Cdg.rep*(CRF_proj/CRF_dg)*SFF_dg-SFF_proj*S;
    solucion(i,9)=Carep_dg;

    %inversor
    Rrep_inv=Rinv*floor(N/Rinv);
    CRF_inv=(i_rate*(1+i_rate)^Rrep_inv)/((1+i_rate)^Rrep_inv-1);
    SFF_inv=i_rate/((1+i_rate)^Rinv-1);
    S=Cinv.rep*solucion(i,4)*((Rinv-(N-Rrep_inv))/Rinv);
    Carep_inv=Cinv.rep*solucion(i,4)*(CRF_proj/CRF_inv)*SFF_inv-
    SFF_proj*S;

```

```

solucion(i,10)=Carep_inv;

    %Total Coste reemplazamientos anualizado
    Carep=Carep_wt+Carep_bat+Carep_dg+Carep_inv;
    solucion(i,11)=Carep;
    %Coste de operación y mantenimiento
    Coym=solucion(i,1)*Cwt.oym+Cdg.oym+solucion(i,2)*Cbat.oym+solucion(i,4
    )*Cinv.oym;
    solucion(i,12)=Coym;

    %Coste fuel anual
    Cfuel=p_diesel*solucion(i,3);
    solucion(i,13)=Cfuel;

    %Coste anualizado
    Canual=Cacap+Carep+Coym+Cfuel;
    solucion(i,14)=Canual;

    %NPC
    NPC=Canual/CRF_proj;
    solucion(i,15)=NPC;

    %COE
    COE=Canual/Eanual;
    solucion(i,16)=COE;
end

%Presentación datos
format bank;
B = sortrows(solucion,15);

for i=1:size(B)
    sol(i)=struct('Num_aerogeneradores',
    B(i,1),'Num_baterias',B(i,2),'Consumo_diesel',B(i,3),'Nun_inversores',
    B(i,4),'Cinic',B(i,5),'NPC',B(i,14),'COE',B(i,15));
    B(i,17)=i;
end
disp(' ');
k=['Nº aerogeneradores','Nº bat.','Consumo diesel[1]',' Nº
inversores', '
Cinic[€]','Cinic_anual[€]','Cinic.wt[€]','Carep.wt','Carep.bat','Carep
.dg','Carep.inv','Carep[€]','Coym[€]','Canual.combustible[€]','NPC[€]'
,'COE[€/kWh]','Posicion' ];
disp(k);
disp (B);

sol(1)

b=B(1:4,15);
a=B(1:4,17);

xlswrite('solucion',B,1,'A2')

```